

Auslegung eines Solarturmkraftwerks mit Überkritischem Dampfprozess

Diplomarbeit II

von

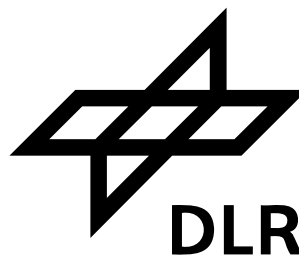
Saeed Dehghan Moeini
Matr.-Nr. 22100014

Universität Kassel
Fachbereich Maschinenbau
Institute für Thermische Energietechnik

1. Prüfer: Professor Dr. Dipl.-Ing. Jürgen Schmid
2. Prüfer: Professor Dr. Dipl.-Ing. habil. Wolfgang Klose

Angefertigt am

Institut für Technische Thermodynamik (ITT)
des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt



November 2006 bis Mai 2007

Erklärung

Hiermit versichere ich, Saeed Dehghan Moeini, die vorgelegte Diplomarbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die in der Arbeit angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet zu haben.

Stuttgart, 17.05.2007

Aufgabenstellung

Auslegung eines Solarturmkraftwerks mit überkritischem Dampfprozess

Derzeit werden solare Turmkraftwerke entweder mit Sattedampfreceiver oder mit Luftreceiver gebaut bzw. geplant. Eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades und eine Senkung der Stromgestehungskosten wird durch die Erhöhung der Prozesstemperatur und den Übergang auf überkritische Dampfprozesse erwartet, da hierdurch bessere Betriebsparameter für den Dampfprozess erreicht werden. Im Rahmen der Diplomarbeit soll ein solches Solarturmkraftwerk ausgelegt und im Hinblick auf Betriebsverhalten und Kostenaspekte untersucht werden. Die Ergebnisse sollen den bisherigen Konzepten gegenübergestellt und bewertet werden.

Im Einzelnen umfasst die Arbeit die folgenden Punkte:

- Einarbeitung in die Simulationsmodelle
- Konzeptfindung
- Auswahl des Wärmeträgermediums
- Konzeption des Receivers: Zusammenstellung möglicher Konfigurationen, Bewertung und Auswahl eines Konzeptes
- Modellbildung für neue Anlagenkomponenten (Rohrreceiver für Verdampfung und Überhitzung): Erarbeiten der theoretischen Grundlagen, Umsetzung in Simulationsmodell- Komponenten
- Erstellen des Gesamtmodells für das solarthermische Kraftwerk durch Verknüpfung der Anlagenkomponenten zu einem Kraftwerksprozess
- Auslegung eines Solarturm-Kraftwerkes mit folgenden Varianten:
 - 50 bzw. 100 MW_e mit Langzeit-Speicher
- Simulation des Betriebsverhaltens: Bestimmung der solaren Jahresstromproduktion
- Kostenabschätzung: Abschätzung der Kosten neuer Komponenten, Erfassen der Investitions- und Betriebskosten, Berechnung der Stromgestehungskosten
- Vergleich mit Referenzkonzepten:
 - Parabolrinnenkraftwerk
 - Solarturm-Kraftwerk mit Sattedampf-Receiver
 - Solarturm-Kraftwerk mit offenem Luftreceiver
- Bewertung des Kostenpotenzials und Identifikation des Entwicklungsbedarfs.

Die Arbeit soll zu einer fundierten Potenzialabschätzung für Solarturm-Kraftwerke mit Receivern für überkritische Dampfprozesse führen. Die Arbeit kann kurzfristig begonnen werden.

Änderungen, die im Verlauf der Arbeit als notwendig erscheinen, sind vorbehalten, und werden bei Bedarf in einem Nachtrag zur Aufgabenstellung nachgereicht.

Betreuer: Dr. Reiner Buck
Dr. Markus Eck

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als Diplomand am Institut für Technische Thermodynamik (ITT) des Deutschen Forschungszentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart von November 2006 bis Mai 2007.

Allen voran bedanke ich mich bei meinen Eltern für die selbstlose Unterstützung, die sie mir solange ich denken kann, schenken. An dieser Stelle möchte ich mich bei meinen Betreuern Dr. Reiner Buck und Dr. Markus Eck bedanken, die es auf erstklassige Art und Weise verstanden, den Weg zur eigenen Leistung zu glätten. Ihnen ist es zu verdanken, dass diese Arbeit in relativ kurzer Zeit in diesem Umfang erarbeitet werden konnte. Weiterer Dank gebührt allen Mitarbeitern des Instituts, besonders Herrn Dipl.-Ing. Ralf Uhlig, Dipl.-Ing. Lars Amsbeck und Dipl.-Ing. Michael Wittmann für die effektive Zusammenarbeit und das kollegiale Umfeld.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Erklärung..... | ii |
| Aufgabenstellung | iii |
| Vorwort..... | iv |
| Inhaltsverzeichnis | v |
| Nomenklatur..... | viii |
| Kurzfassung..... | xi |
| 1 Einleitung | 1 |
| 2 Konzeptfindung und Vorüberlegung | 3 |
| 2.1 Vorüberlegung..... | 3 |
| 2.2 Dampfkraftprozess..... | 4 |
| 2.2.1 Maßnahmen zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades | 5 |
| 2.3 Solarthermische Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie | 8 |
| 2.4 Solarturmanlagen..... | 9 |
| 2.5 Vordimensionierung | 10 |
| 3 Theorie und Modellbildung..... | 11 |
| 3.1 Heliostatenfeld..... | 11 |
| 3.1.1 Optischer Wirkungsgrad vom Heliostatenfeld..... | 11 |
| 3.1.1 Berechnung des Heliostatenfeldes | 13 |
| 3.2 Turmreceiver..... | 14 |
| 3.2.1 Problemstellung..... | 15 |
| 3.2.2 Analyse der Randbedingungen | 19 |
| 3.2.3 Thermodynamische Auslegung (Berechnungsmethodik) | 20 |
| 3.2.4 Schaltprinzip von Rohr-Receivern | 26 |
| 3.2.5 Festigkeitsnachweis | 26 |
| 3.2.6 Auslegung der Turmreceiver | 28 |
| 3.2.7 Receiverwirkungsgrad | 29 |
| 3.3 Thermische Speicher..... | 31 |
| 3.3.1 Speicherstrategie..... | 32 |
| 3.4 Kraftwerksblock | 34 |
| 3.4.1 Turbine | 34 |
| 3.4.2 Zwischenüberhitzer | 35 |
| 3.4.3 Kondensator | 35 |

| | |
|-------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.4.4 Entgaser | 35 |
| 4 Ergebnisse/Auslegung..... | 36 |
| 4.1 Heliostatenfeld..... | 36 |
| 4.2 Turmreceiver..... | 38 |
| 4.2.1 Ergebnisse der Vorauslegung | 38 |
| 4.2.3 Receivergröße | 43 |
| 4.2.4 Druckverlust | 44 |
| 4.3 Jahres Simulation | 44 |
| 4.3.1 Wetterdaten | 44 |
| 4.3.2 Lastprofil | 45 |
| 5 Ökonomische Analyse und Stromgestehungskosten..... | 47 |
| 5.1 Grundlagen | 47 |
| 5.2 Investitionskosten | 48 |
| 5.2.1 Heliostatenfeld..... | 49 |
| 5.2.2 Gelände und Infrastruktur..... | 49 |
| 5.2.2 Turm | 50 |
| 5.2.3 Receiver | 50 |
| 5.2.4 Speicher | 50 |
| 5.2.5 Wärmeträgermedium Zinn..... | 51 |
| 5.2.6 Maschinentechnik..... | 51 |
| 5.2.7 Elektro- und Leittechnik | 52 |
| 5.2.8 Sonstiges..... | 52 |
| 5.2.9 Ingenieurleistung | 52 |
| 5.2.10 Reserve | 52 |
| 5.2.11 Gesamtsystem..... | 53 |
| 5.3 Betriebskosten | 53 |
| 5.3.1 Personalkosten..... | 53 |
| 5.3.2 Wartungs- und Reparaturkosten | 53 |
| 5.3.3 Versicherungskosten | 53 |
| 5.3.4 Overheadkosten | 54 |
| 5.4 Stromgestehungskosten | 54 |
| 5.5 Sensitivitätsanalysen..... | 55 |
| 5.5.1 Investitions- und Betriebskosten..... | 55 |
| 5.5.2 Finanzparameter | 56 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.5.3 Jahresstrommenge..... | 57 |
| 5.5.4 Jährliche Direktstrahlungssumme..... | 57 |
| 5.5.5 Minimaler DNI- Wert für den Einschaltzeitpunkt | 59 |
| 5.5.6 Receiverwirkungsgrad und Anzahl der Rohre | 59 |
| 5.5.7 Vergleich mit anderen Optionen zur Strombereitstellung | 60 |
| 6 Detailuntersuchung des Receivers..... | 63 |
| 6.1 Temperaturanalyse | 65 |
| 6.2 Spannungsanalyse..... | 69 |
| 7 Zusammenfassung und Ausblick | 74 |
| 8 Literaturverzeichnis | 76 |
| 9 Anhang | I |
| 9.1 Wärmeübergangskoeffizienten auf der Rohrinnenseite | I |
| 9.2 Stoffwerte Zinn /35/ | II |
| 9.3 Receiverauslegung | III |
| 9.3.1 Ergebnis aus der Vorauslegung | III |
| 9.3.2 Ergebnisse aus ANSYS..... | IV |
| 9.4 Jahressimulation..... | IX |
| 9.4.1 Simulationsmodell des Solarturmkraftwerks..... | IX |
| 9.4.2 Powerblock- Parameter | X |
| 9.4.3 Ergebnisse der Jahressimulation | XI |
| 9.4.4 Wetterdaten | XV |
| 9.5 Kostenaufstellung verschiedener Konfigurationen | XVI |
| 9.5.1 Sensitivitätsanalyse auf die Stromgestehungskosten..... | XXIX |
| 9.6 Programme und Routinen | XXX |
| 9.6.1 IPSEpro- Model Description Language (neu definierte Bausteine) | XXX |
| 9.6.2 Visual Basic- Programme | XXXIII |

Nomenklatur

Lateinische Buchstaben:

| | | |
|-----------------------|------------|-------------------------------------------------------------------|
| A | $[\%/a]$ | Annuitätenfaktor |
| A_{Spiegel} | $[m^2]$ | Spiegelfläche eines Heliostaten |
| B | $€/a$ | jährliche Betriebskosten |
| c_p | $[J/kgK]$ | Spezifische Wärmekapazität |
| d | $[m]$ | Receiverrohr-Außendurchmesser |
| D_{abs} | $[m]$ | Absorberdurchmesser |
| d_i | $[m]$ | Receiverrohr-Innendurchmesser |
| E_{solar} | $[W/m^2]$ | Interceptstrahlung vom Heliostatenfeld auf die Receiveroberfläche |
| E_{DNI} | $[W/m^2]$ | Flächenspezifischer Strahlungsleistung auf einen Heliostaten |
| $E_{\text{Absrahl.}}$ | $[W/m^2]$ | Flächenspezifischer Strahlungsverlust |
| $E_{\text{Ref.}}$ | $[W/m^2]$ | Flächenspezifischer Reflektionsverlust |
| $E_{\text{Konv.}}$ | $[W/m^2]$ | Flächenspezifischer Konvektionsverlust |
| E_i | $[W/m^2]$ | Eigenemission einer Fläche i |
| E_{modul} | $[N/mm^2]$ | E-Modul |
| E_{ref} | $[W/m^2]$ | reflektierte Strahlungsleistung eines Heliostaten |
| g | $[m/s^2]$ | Erdbeschleunigung |
| Gr | $[-]$ | Grashofzahl |
| H | $[m]$ | Receiverhöhe |
| h | $[J/kg]$ | Enthalpie |
| I | $€$ | Investitionskosten |
| k | $[W/m^2K]$ | Wärmedurchgangskoeffizient |
| k | $[m]$ | Rohrrauigkeit |
| k_{spezi} | $[€/kWh]$ | spezifische Stromgestehungskosten |
| L_0 | $[m]$ | Länge |
| \dot{m} | $[kg/s]$ | Massenstrom |
| N | $[a]$ | Abschreibungsdauer |
| Nu | $[-]$ | Nusseltzahl |

| | | |
|---------------------|-------------|-------------------------------------------|
| p | $[Pa]$ | Rohrinnendruck |
| p | $[\%]$ | Zinssatz |
| Pr | $[-]$ | Prandtlzahl |
| P_{rec} | $[W]$ | Aperturleistung in der Receiverebene |
| \dot{Q} | $[W]$ | Wärmestrom |
| \dot{q}_{abs} | $[W / m^2]$ | Wärmestromdichte auf Absorber |
| \dot{Q}_{con} | $[W]$ | Verlustwärmestrom durch Konvektion |
| \dot{Q}_i | $[W]$ | Wärmestrom ins Rohrinne |
| \dot{Q}_E | $[W]$ | Einstrahlungsleistung vom Heliostatenfeld |
| $\dot{Q}_{refl.}$ | $[W]$ | Verlustwärmestrom durch Reflexion |
| $\dot{Q}_{strahl.}$ | $[W]$ | Verlustwärmestrom durch Strahlung |
| Ra | $[-]$ | Raleighzahl |
| Re | $[-]$ | Reynoldszahl |
| S | $[-]$ | Sicherheitsbeiwert |
| s | $[m]$ | Spaltabstand zwischen zwei Receiverrohren |
| s_{log} | $[m]$ | logarithmische Wanddicke |
| $T_{ambient}$ | $[K]$ | Umgebungstemperatur |
| T_{max} | $[K]$ | Obere Temperatur bei Carnot-Wirkungsgrad |
| T_{min} | $[K]$ | Untere Temperatur bei Carnot-Wirkungsgrad |
| v | $[m / s]$ | Strömungsgeschwindigkeit |
| w_d | $[m]$ | Rohrwanddicke |

Griechische Buchstaben:

| | | |
|---------------|----------------------|------------------------------------------|
| α_a | $[W / m^2 K]$ | Wärmeübergangskoeffizient Rohraußenseite |
| α_i | $[W / m^2 K]$ | Wärmeübergangskoeffizient Rohrinne |
| β | $[1 / K]$ | Wärmeausdehnungskoeffizient |
| Δp | $[Pa]$ | Druckverlust |
| ε | $[-]$ | Emissionskoeffizient |
| η | $[kg / (s \cdot m)]$ | dynamische Viskosität |

| | | |
|---------------------|--------------------------------------|--------------------------------------------------|
| η_{CP} | [-] | Carnot-Wirkungsgrad |
| $\eta_{Rec.}$ | [-] | lokaler Wirkungsgrad am Receiverrohr |
| λ | [-] | Rohrreibungszahl |
| λ_{Rohr} | [W / mK] | Wärmeleitfähigkeit Rohrmaterial |
| ν | [m ² / s] | kinematische Viskosität |
| θ_a | [°C] | Rohrwandtemperatur auf der Außenseite |
| $\theta_{umgebung}$ | [°C] | Umgebungstemperatur |
| θ_{Zinn} | [°C] | Temperatur des Fluides |
| θ_i | [°C] | Rohrwandtemperatur auf der Innenseite |
| ρ | [kg / m ³] | Dichte |
| $\rho_{Spiegel}$ | [-] | Spiegelreflektivität |
| σ | [W / m ² K ⁴] | Boltzmann-Konstante |
| σ_{druck} | [N / mm ²] | Durch Innendruck entstehende Spannungen |
| $\sigma_{wärme}$ | [N / mm ²] | Durch Temperaturdifferenz entstehende Spannungen |
| $\sigma_{zulässig}$ | [N / mm ²] | zulässige Spannung |
| ζ | [-] | Druckverlustbeiwert |

Indices:

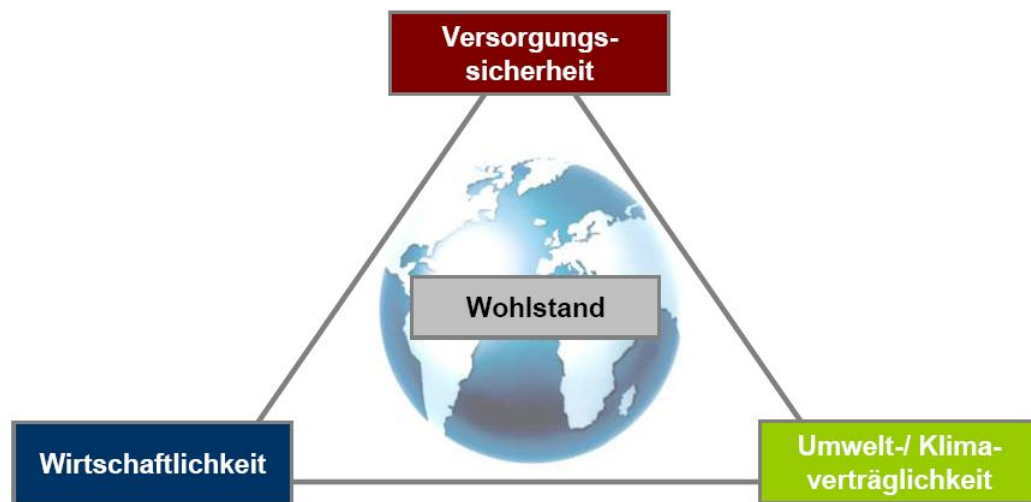
| | |
|-------|------------|
| d | Dicke |
| el | elektrisch |
| th | thermisch |
| min. | Minimum |
| max. | Maximum |
| rec. | Receiver |
| ref. | Reflexion |
| konv. | Konvektion |
| Zinn | Zinn |

Kurzfassung

Momentan werden solare Turmkraftwerke entweder mit Sattdampfreceiver oder Luftreceiver geplant bzw. gebaut. Ziel dieser Arbeit ist es, neue Erkenntnisse auf dem Gebiet der konzentrierenden solarthermischen Kraftwerke zu gewinnen, um deren Wirtschaftlichkeit gegenüber anderen Technologien zu steigern. Als Mittel dazu wird in dieser Arbeit eine Verbesserung des Wirkungsgrades und eine Senkung der Stromgestehungskosten durch die Erhöhung des oberen Prozessdruckes und der Turbineneintrittstemperatur durch Anwendung superkritischer Dampfprozesse untersucht. Flüssige Metalle können auf Grund ihrer hohen Dichte und guten Temperaturleitfähigkeiten als Wärmeträgermedium eingesetzt werden. Hierfür wird Zinn als Leichtmetall mit niedriger Schmelztemperatur und hoher Verdampfungstemperatur verwendet. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine hoch konzentrierende Solarturmtechnologie hinsichtlich ihrer thermodynamischen und ökonomischen Auslegung untersucht. Die Auslegung und Optimierung der Heliostatenfelder findet in dem Auslegungsprogramm HFLCAL statt. Es wird in Excel und ANSYS die Modellierung des Rohrreceivers zur Erwärmung des Wärmeträgermediums Zinn durchgeführt. Anschließend wird das Gesamtmodell des Kraftwerks inklusive 8h- Speicher in dem Systemsimulationsprogramm IPSEpro implementiert. Basierend auf dem in Sevilla und in Las Vegas gemessenen DNI-Datensatz werden unterschiedliche Kraftwerkskonfigurationen mittels Jahressimulation untersucht. Ein Hauptteil der Arbeit ist die Problematik der herrschenden Spannungen im Rohrreceiver und deren Folge auf den Wirkungsgrad und den Druckverlust des Receivers. Da im Receiver die Wärmeübertragung auf flüssiges Zinn erfolgt und die Verdampfung des Wärmeträgermediums entfällt, treten hauptsächlich Wärmespannungen wegen den Temperaturgradienten auf.

Abschließend werden im Rahmen einer ökonomischen Analyse die Stromgestehungskosten des untersuchten Kraftwerks bestimmt und deren Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Technologien zur Stromerzeugung verglichen. Das 100MW_{el}-Kraftwerk erreicht Stromgestehungskosten von 13,36 ct/kWh.

1 Einleitung



Der weltweite Energieverbrauch ist seit Beginn der Industrialisierung drastisch gestiegen und nimmt durch steigende Weltbevölkerungszahl immer noch zu. Um diesen Bedarf zu decken wird die in Kohle, Öl, Gas oder Uran gebundene Primärenergie in die vom Verbraucher benötigte Sekundärenergie in Form von elektrischer Energie umgewandelt. Die heutige Energiewirtschaft ist mit zahlreichen Problemen für unsere Umwelt und unsere Nachkommen verbunden; die Vorräte an Kohle, Erdöl, Erdgas sowie Uran sind begrenzt. Die Nutzung von fossilen Energieträgern setzt zum einen Schadstoffe (CO_2 , NO_x , CO, Staub, Schwermetalle u.a.) in die Luft frei, die zu Umweltbelastungen führen. Zum anderen gelangen innerhalb weniger Jahrzehnte zusätzliche Mengen an CO_2 in die Atmosphäre, die über mehrere Jahrtausende bei der Entstehung der fossilen Brennstoffe als Kohlenstoff gebunden wurden. Dies führt zur globalen Erwärmung. Nicht unumstritten sind auch die großen Mengen spaltbaren Materials, das bei der Verwendung nuklearer Energieträger in Kraftwerken und Endlagerstätten zu einem Gefahrenpotential führt [1]. Die Nutzung regenerativer Energien kennt oben aufgeführte Probleme der konventionellen Energieträger nicht und oder nur im geringem Umfang stellt damit eine intensiv untersuchte Alternative zur Bereitstellung elektrischer Energie dar. Eine viel versprechende Möglichkeit der regenerativen Energienutzung ist die direkte Nutzung der Sonneneinstrahlung neben der Nutzung von Wind- und Wasserkraft. Die Sonne strahlt in 20 Minuten soviel Energie auf die Erde, wie die gesamte Menschheit in einem Jahr verbraucht. Selbst auf die Fläche von Deutschland strahlt die Sonne mehr

als das 100-fache des deutschen Energieverbrauchs ein. Solarenergie ist die größte und sicherste Energiequelle, die wir haben. Neben der direkten Erzeugung von elektrischer Energie durch die auf Halbleitern basierende Photovoltaik kann durch Solarstrahlung Wärme erzeugt und anschließend mit vorhandenen Kraftwerkstechnologien in elektrische Energie umgewandelt werden. Diese Technologien sind derzeit noch nicht Wettbewerbsfähig und benötigen noch weitere technische und ökonomische Verbesserungen um durchschlagenden Erfolg zu erringen. Da bei jungen Technologien bis zur Reife für gewöhnlich viel Optimierungspotential vorhanden ist, kann mit einer erheblichen Steigerung der Wirtschaftlichkeit und damit der Nachfrage an solarer Kraftwerkstechnik gerechnet werden. Anlass besteht für den Ingenieur also genug, seine Anstrengung auf die Verbesserung der Solarkraftwerkstechnik zu richten um diese in Zukunft durchaus konkurrenzfähig werden zu lassen. Neben der Optimierung einzelner Komponenten besteht auch die Möglichkeit neuartige Konzepte der Solarkraftwerkstechnik auf technische bzw. wirtschaftliche Machbarkeit zu untersuchen.

2 Konzeptfindung und Vorüberlegung

2.1 Vorüberlegung

Erste Überlegungen haben zu einem Direkt- Verdampfungskonzept geführt, in dem durch den direkten Einsatz von Wasser als Wärmeträgermedium die thermische Energie übertragen wird. Dafür sprechen folgende Gründe:

- Wasser ist im gewünschten Temperaturbereich ($20^{\circ}\text{C} - 700^{\circ}\text{C}$) stabil
- geringe Grädigkeit im Wärmeübertrager, dadurch entspricht die Receiveraustrittstemperatur der Frischdampf Temperatur
- Wirkungsgradsteigerung
 - Geringere Viskosität \rightarrow geringerer Pumpenaufwand
 - Vermeidung von Wärmeübertragungsverlusten
- Niedrigere Investitionskosten durch Wegfall eines kompletten Kreislaufs
- Reduzierte Betriebs- und Wartungskosten
- Vermeidung von Umweltgefahren

Im Receiver sollte Wasser verdampft und auf ein hohes Temperaturniveau überhitzt werden. Um das Kraftwerk unter so hohen Dampfeigenschaften sicher betreiben zu können, müssen die Receiverrohre auf ausreichende Festigkeit untersucht werden. Die wirkende Spannung in den Rohren muss unterhalb der zulässigen Spannung liegen (Kapitel 3.2.5). Der Festigkeitsnachweis wird zum Zeitpunkt der höchsten Belastung durchgeführt. Für das Receiverrohr an der Receivervorderseite, wo die maximale Strahlungsflussdichte von 1000 kW/m^2 auftritt, waren die Beanspruchungen zu ermitteln, die durch Innendruck und Temperatureinwirkung im Lastbetriebszustand in den Rohren entstehen. Bei einer Lebensdauer von 60000 h (20 Jahren, 3000 h/a), einem Betriebsdruck von 300 bar und einer Temperatur von 700°C müssen die Druckinduzierte Spannungen und die Summe der Wärmespannungen unterhalb von 80 MPa liegen [9]. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass als Kompromiss zwischen Druckinduzierte Spannung, Wärmespannung, Innendurchmesser und Wanddicke keine Dimension für die Direktverdampfung in dem Receiverrohr festgelegt werden kann. Denn für ausreichende Festigkeit gegenüber Spannungen aus dem Betriebsdruck muss die Wandstärke relativ groß angenommen werden. Wiederum bei steigender Wanddicke nimmt die Wärmespannung sehr stark zu, was zum Versagen des Rohres führen kann. Die für diesen Fall verwendeten Formeln sind in Kapitel 3.2

und 9.1 zu finden. Im Diagramm 2.1 sind die auftretenden Spannungen bei einem Durchmesser von 30 mm dargestellt.

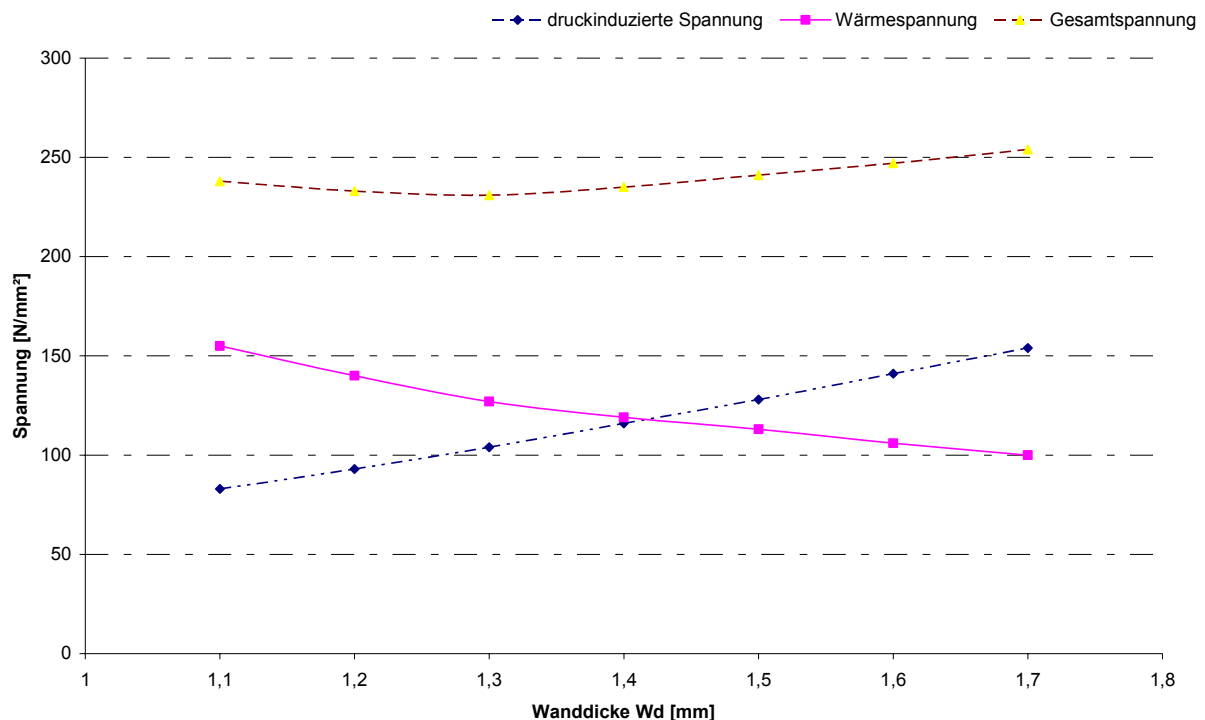


Diagramm 2. 1: Zusammenhang Wanddicke/ Spannung , bei 700°C und 300 bar

Die auftretenden Spannungen liegen weit über den zulässigen Spannungen. Weitere Untersuchungen werden auf Basis von flüssige Zinn als Wärmeträgermedium stattfinden (Kapitel 3.2).

2.2 Dampfkraftprozess

Beim Dampfkraftprozess wird mit einer physikalisch heterogenen Substanz gearbeitet. Als Arbeitsmedium wird fast ausschließlich Wasser verwendet, Kalium-, Natrium-Quersilber- oder ORC-Dampfprozesse sind jedoch auch möglich. Als Vergleichsprozess für das Dampfkraftwerk dient der Clausius-Rankine-Prozess. Er besteht aus zwei isentropen und zwei isobaren Zustandsänderungen. Dabei erfolgt die Expansion in der Turbine bzw. die Kompression in der Pumpe isentrop und die Wärmeabfuhr im Kondensator bzw. die Wärmezufuhr im Kessel isobar [23, 24].

2.2.1 Maßnahmen zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades

Ein Kraftwerk stellt die mit Einschränkungen verbundene technische Verwirklichung eines realen thermodynamischen Kreisprozesses dar, der unter gleichem nutzbaren Temperaturgefälle einen geringeren Wirkungsgrad erzielt als der theoretische Idealprozess (Carnot-Prozess).

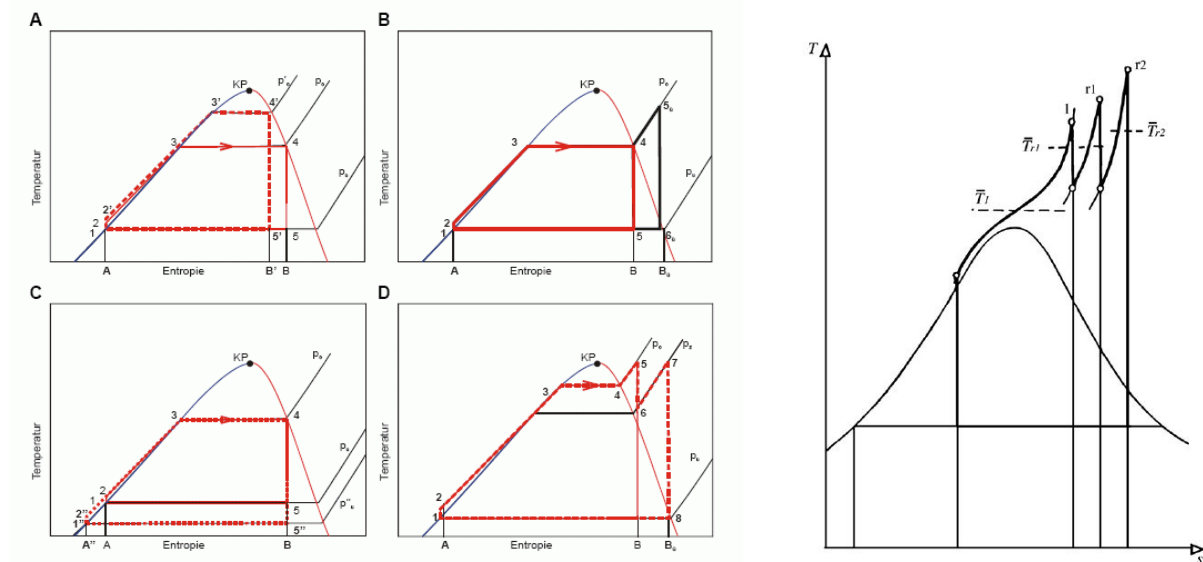


Abbildung 2. 1: Möglichkeiten zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades /1, 2, 24/

Wirkungsgradverbesserungen bei Dampfprozessen sind möglich durch:

- Erhöhen des oberen Prozessdruckes (A)
- Dampfüberhitzung (B)
- Senkung des Kondensationsdruckes (unteren Prozessdruckes) (C)

Der Druck am Turbinenaustritt ist in guter Näherung gleich dem Kondensatordruck und legt damit die Temperatur fest, bei der die Abwärme des Dampfkraftprozesses an die Umgebung abgegeben wird.

- Zwischenüberhitzung (D)

Die Zwischenüberhitzung ist ein an den Hochdruckprozess angeschlossener Teilprozess. Dabei wird das Arbeitsmittel nach einer Teilentspannung in der Hochdruckturbine zum Dampferzeuger zurückgeführt und im Zwischenüberhitzer wieder auf etwa gleiche Temperatur wie der Hochdruckdampf erhitzt /23,24/.

- Regenerative Speisewasservorwärmung

Die regenerative Speisewasservorwärmung nähert den Clausius-Rankine-Prozess dem Carnot-Prozess dadurch an, dass das Speisewasser durch prozessinterne Wärmeübertragung nach der Kondensation auf eine wesentlich höhere Temperatur aufgeheizt wird.

- Erhöhung des Frischdampfzustandes (überkritische oder superkritische Dampfprozesse)

Überkritische Prozesse bedienen sich sogenannter überkritischer Medien. Wird beispielsweise Wasser in einem geschlossenen Behälter immer weiter erhitzt, so gelangt man schließlich zu einem Zustand, in dem die Dichte des Dampfes mit derjenigen der Flüssigkeit identisch wird und die Phasengrenze verschwindet. Beim Wasser wird diesen Zustand erreicht. Wenn der Druck über 225 bar steigt. Dem Anheben der Frischdampf Temperatur sind durch die Festigkeitseigenschaften der verfügbaren Werkstoffen Grenze gesetzt. Zurzeit werden Legierungen entwickelt, die in Zukunft für überkritische Prozessparameter von ca. 375 bar und Temperaturen bis 700-750°C Verwendung finden sollen /2,3/.

- Mehrfache Zwischenüberhitzung, um die eingesetzte Wärme besser zu nutzen (s.o)
- Verringerungen der Druckverluste in den Rohrleitungen und Apparaten, so dass kleinere Pumpe eingesetzt werden können
- Senkung der Eigenbedarfs von Einzelverbrauchern im Kraftwerk

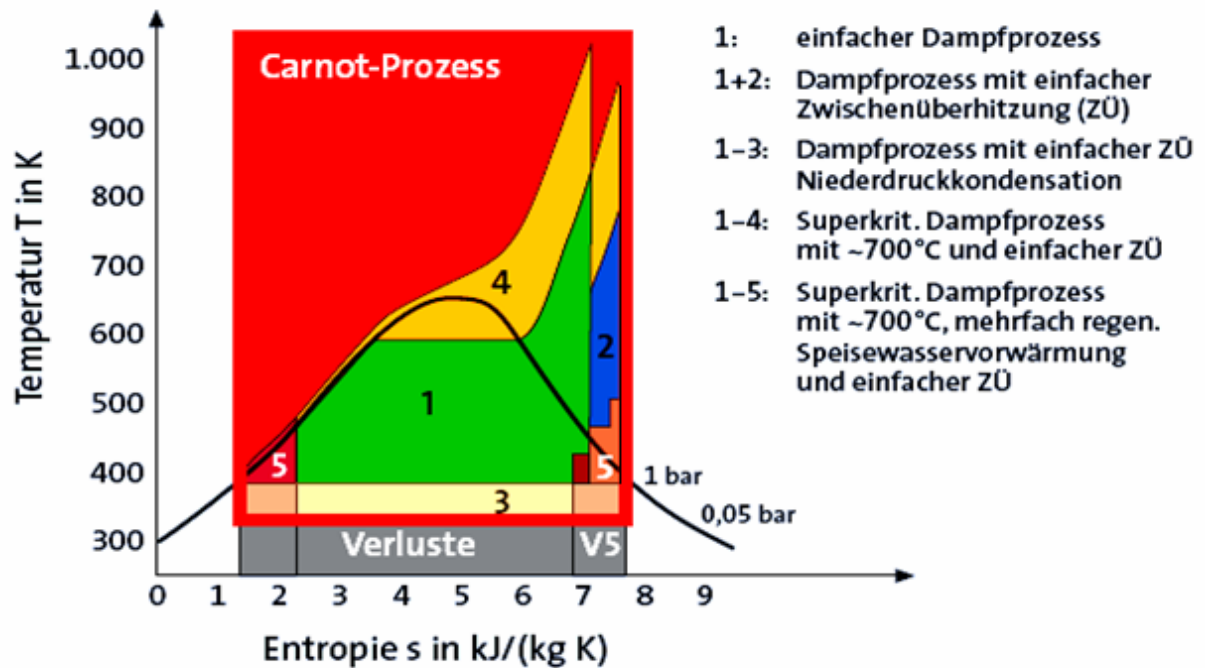


Abbildung 2. 2: Vergleich verschiedener Prozesse /34/

Die größten Steigerungsmöglichkeiten gibt es beim Carnot-Wirkungsgrad, bei dem im Wesentlichen das untere Temperaturniveau fix ist und das obere erhöht werden kann. Um den Wirkungsgrad des Dampfprozess zu steigern, muss die nutzbare Wärmemenge, d.h die Fläche 1 im T,S-Diagramm in Abbildung 2.2 vergrößert werden. Bei der Zwischenüberhitzung wird der Dampf nach einer Teilentspannung aus der Turbine entnommen und im Kessel oder im Wärmeübertrager wieder aufgeheizt. Dadurch erhöht sich die übertragene Energie und der Wirkungsgrad steigt. Durch einen niedrigeren Kondensationsdruck wird die übertragene Wärmemenge vergrößert (Fläche 3 in Abbildung 2.2). Dies kann durch kälteres Kühlwasser oder größer dimensionierte Kühltürme erfolgen. Die Wirtschaftlichkeit und der Standort setzen dem Umfang dieser Maßnahme eine Grenze. Das größte Entwicklungspotential von Dampfkraftwerken liegt in der Steigerung der Dampftemperatur und des Dampfdruckes vor Eintritt in die Turbine (größere Fläche 1-4 in Abbildung 2.2). Bei der Speisewasservorwärmung werden der Turbine mehrfach auf verschiedenen Druckstufen kleine Dampfmengen entnommen. Im Oberflächen- oder Mischvorwärmer wird die Kondensationswärme genutzt, um das Speisewasser aufzuheizen (Fläche 5 in Abbildung 2.2). Die relativ hohen Dampfparameter neuer Kraftwerke basieren auf neu entwickelten Verdampfer- und Turbinenkomponenten und einer weitreichenden Anwendung neu entwickelter „high performance“ Materialien. Die von den neuesten

Kraftwerken gesammelten Erfahrungen mit überkritischen Dampfparametern bis zu Temperaturen von 600°C haben bereits ihre erfolgreiche Leistungsfähigkeit bezüglich Funktionssicherheit, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit gezeigt.

2.3 Solarthermische Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie

Systeme zur thermischen Wandlung der Solarstrahlen werden Solarkollektoren genannt. Ihre Leistung reicht momentan von einfachen Solarkollektoren mit einigen hundert Watt bis hin zu Solarkraftwerken mit Leistungen bis zu 80 Megawatt. Die Obergrenze für den Wirkungsgrad der üblichen Kreisprozesse unterliegt dem thermischen Wirkungsgrad des reversiblen Carnot-Prozess /5, 20, 22/:

$$\eta_{CP} = 1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}} \quad (2.1)$$

Zur Erzielung hoher Wirkungsgrade muss deshalb Wärme hoher Temperatur aus der Solarstrahlung gewonnen werden. Um höhere Temperaturen zu erhalten, die als Prozesswärme bzw. zur Erzeugung elektrischer Energie notwendig sind, muss man andere Kollektoren als die zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme benutzen, nämlich konzentrierende Kollektoren. Ein Unterschied zu Flachkollektoren besteht darin, dass die konzentrierenden Kollektoren nur direkte Strahlung nutzen können. Bei konzentrierenden Kollektoren muss die Spiegelachse immer auf die Sonne ausgerichtet sein, so dass im Gegensatz zu Flachkollektoren eine Nachführung notwendig ist. Diese Nachführung erfolgt einachsig oder zweiachsig /23/.

Die Grundkonzepte solarthermischer Kraftwerke sind:

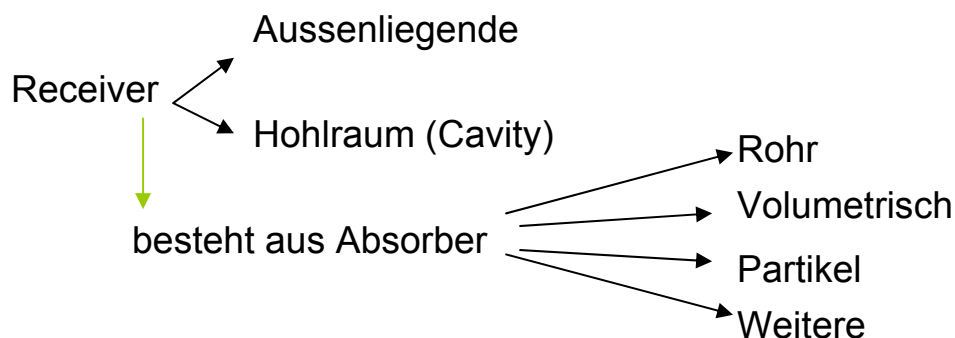
- Parabolrinnen- Kraftwerk
- Solarturm-Turmkraftwerk
- Parabolspiegel-Anlage mit Stirling-Maschine („Dish/Stirling-Anlage“)
- Aufwindkraftwerk

Parabolrinnen-, Turm- und Dish- Konzepte nutzen die gleiche Primärenergiequelle, nämlich die direkte Sonneneinstrahlung und dieselbe thermodynamische Energieumwandlungskette zur Erzeugung elektrischer Energie. Sie unterscheiden sich aber in der Umwandlung der solaren Strahlungsenergie in thermische Energie. Aufwind-Kraftwerke haben ein vollkommen anderes Arbeitsprinzip und nutzen die Globalstrahlung /23/. Zur Erzeugung höheren Prozesstemperaturen (>600°C) bei hohem Anlagenleistungen kommen ausschließlich Solarturmkraftwerke zum Einsatz.

2.4 Solarturmanlagen

Solarturmanlagen besitzen eine Vielzahl von zweiachsig nachgeführten Heliostaten (Spiegeln), die so gesteuert werden, dass der Brennpunkt in der Spitze eines Turms liegt. Dort befindet sich der Absorber, in dem ein Wärmeträgermedium erhitzt wird. Bei der Aufstellung der Spiegelfelder werden zwei Möglichkeiten unterschieden: umlaufende und einseitige Felder. Ein umlaufendes Feld mit dem Turm in der Mitte ist nur in geringen geographischen Breiten bzw. bei großen Anlageleistungen sinnvoll. In höheren Breitengraden steigen vor allem die sog. Kosinusverluste an. Die Spiegel sind nicht direkt auf die Sonne gerichtet sondern auf die Winkelhalbierende zwischen Sonnen- und Receiverrichtung. Die Verluste, welche durch die Verkleinerung der Fläche durch die schräge Lage entstehen, sind proportional zum Kosinus des Einfallswinkels. Daher auch der Name Kosinusverluste [25]. Im Norden werden die einseitigen Felder nördlich vom Turm aufgebaut, dementsprechend in der südlichen Hemisphäre südlich vom Turm.

Es gibt zwei unterschiedliche Konzepte für die Ausführung des Receivers:



Aussenliegende Rohrreceiver bestehen aus einer Vielzahl von nebeneinander liegenden Wärmeübertragerrohren. Nachteile dieser Receiver liegen daran, dass sie keinen besonderen Schutz gegen Wärmeverluste haben und bei relativ hohem Strahlungsflussdichte betrieben werden. Hohlraumabsorber besitzen eine Einstrahlungsöffnung (Apertur), durch die die Strahlung auf die vergrößerte Innenfläche einfällt, wo sich die Absorberelemente befinden. Als Arbeitsfluid bei Rohr-Absorbern werden Wasser, Flüssigsalz oder flüssiges Metall verwendet. Der volumetrische Absorber besteht aus einem Metall- oder Keramiknetzwerk, das durch einfallende Strahlung erwärmt und von Luft zwangsdurchströmt wird. Die Luft wird dabei auf 800°C oder höher erwärmt, bei Keramikstrukturen sogar bis 1200°C.

Gebläse saugen die kalte Umgebungsluft durch den Absorber zum Dampferzeuger /11, 14/.

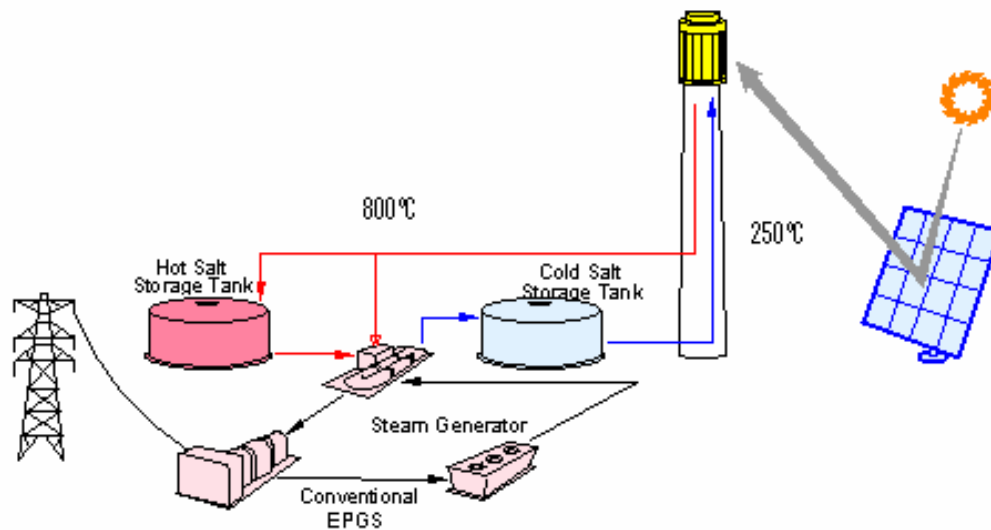


Bild 2. 1: Prinzip Skizze des Solarturmkraftwerks mit Speicher

2.5 Vordimensionierung

In Rahmen dieser Diplomarbeit sollten zwei Kraftwerksgrößen (50MW_{el} und 100MW_{el}) mit superkritischem Dampfprozess und mit Langzeitspeicher untersucht werden. Zukünftige überkritische Dampfkraftwerken werden voraussichtlich Wirkungsgraden bis zu 48% erreichen /34/. Da aber in dieser Arbeit das Kraftwerksschaltbild einfach gehalten werden soll, wird für die vorliegende Arbeit ein Wirkungsgrad von 46%

angenommen. Legt man ein Verhältnis $\frac{P_{\text{thermische}}}{P_{\text{elektrisch}}} = \eta_{\text{KWP}}$ (2.2) des Powerblocks von

etwa 2,17 zu Grunde erhält man für eine 50MW_{el} Anlage eine thermische Gesamtleistung von $108,7\text{MW}_{\text{th}}$. Da aber diese Anlage mit einem 8-Stunden Langzeitspeicher vorgesehen ist, wird eine Leistung von 250MW_{th} benötigt. Für ein 100MW_{el} Kraftwerk sind diese Werte in etwa zu verdoppeln. Durch die Kombination von Langzeitspeicher und Kraftwerk lassen sich die Laufzeiten der Turbinen auf die Nachtstunden und auf Zeiten geringerer Sonneneinstrahlung ausdehnen.

3 Theorie und Modellbildung

3.1 Heliostatenfeld

Heliostaten sind bewegliche, computergesteuerte Spiegelflächen, welche der Sonne so nachgeführt werden, dass sie die Solarstrahlung auf die Receiveroberfläche eines Solarturms lenken bzw. konzentrieren. Ihre Stellung wird mittels eines automatischen Antriebs und intelligenter Steuerung ständig dem Sonnenstand angepasst. Aus dem aktuellen Sonnenstand und dem Heliostatenstandort werden die notwendigen Winkel, Azimut und Elevation, mittels eines zentralen oder dezentralen Rechners ermittelt.

Es existieren zwei Haupttypen von Heliostaten:

- Heliostaten mit Metallmembran

Zwei runde, gegenüberliegende Metallmembranen sind mittels einem Druckring miteinander verbunden. Durch teilweises Evakuieren des Raums zwischen den Membranen werden diese gegenseitig verspannt und entsprechend der gewünschten Brennweite verformt. Durch dieses einfache Prinzip kann der Fertigungs- und Montageaufwand gegenüber dem von facettierten Heliostaten gesenkt und die optische Güte erhöht werden. Nachteilig ist der dennoch höhere Preis.

- Facettierte Glas-Metall-Heliostaten

Mehrere Quadratmeter große Einzelspiegel (Facetten) werden auf einer tragenden Struktur aus Stahl befestigt. Die Krümmung der Facetten ist dabei so bemessen, dass die Brennweite etwa dem Abstand Heliostat-Receiver entspricht. Bei der Montage müssen alle Facetten einzeln ausgerichtet werden.

3.1.1 Optischer Wirkungsgrad vom Heliostatenfeld

Der Wirkungsgrad eines Heliostatenfeldes ist definiert als die in die Receiver-Aperturfläche einfallende Leistung geteilt durch die maximal möglicher Strahlungsleistung auf die Spiegelfläche aller Heliostaten (d.h bei senkrechtem Einfall)

$$\eta_{feld} = \frac{P_{rec}}{A_{Spiegel} \cdot DNI} \quad (3.1)$$

Der Feldwirkungsgrad ist das Resultat von folgenden Verlustmechanismen:

- Kosinusverluste: Durch die unterschiedlichen Einfallswinkel auf die Spiegel kommt es zu Kosinusverlusten an den einzelnen Spiegeln. Die vom Heliostaten reflektierte Solarstrahlung ist proportional zum Kosinus des Winkels zwischen den Spiegelnormaleen und der Richtung einfallender Direktstrahlung [25].

$$\eta_{\cos} = \cos \Phi \quad (3.2)$$

- Shadingverluste: Ab einem bestimmten Sonnenstand kommt es zur partiellen Eigenverschattung von Nachbarspiegeln
- Blockingverluste: Bei starker Neigung kann es für außen liegende Spiegel zu einer partiellen Verdeckung der Nachbarspiegel kommen

Shading- und Blockingverluste sind bei hoch stehender Sonne am geringsten.

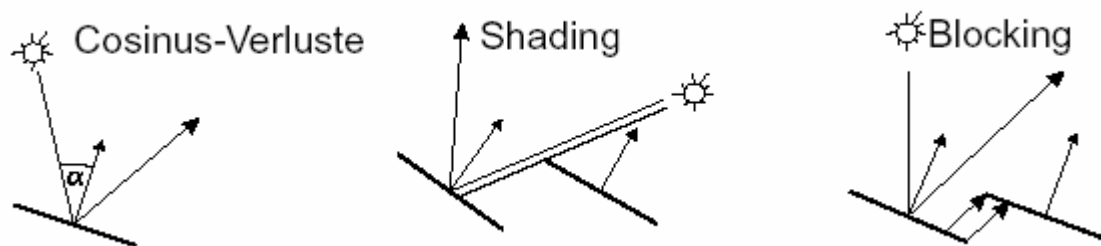


Bild 3. 1: Verlustmechanismen in einem Heliostatenfeld [25]

- *Reflektionsverluste*

Sie beschreiben das Verhältnis aus einfallender Direktstrahlung und reflektierter Strahlung. Sie hängen vom verwendeten Spiegelmateriale und der Sauberkeit der Spiegeloberfläche ab.

$$\rho_{\text{Spiegel}} = \frac{E_{\text{ref}}}{E_{\text{DNI}}} \quad (3.3)$$

- *Atmosphärische Abschwächung*

Die von den Heliostaten reflektierte Strahlung in der Atmosphäre wird auf dem Weg zum Receiver durch Streuung und Absorption abgeschwächt. Die Abschwächung steigt mit zunehmender Entfernung der Heliostaten zum Turm.

- *Spillageverluste*

Aufgrund von optischen Spiegel- und Nachführfehlern verfehlt ein Teil der reflektierten Solarstrahlung, die so genannten Spillageverluste, den Receiver. Die Nachführgenauigkeit und die optische Güte der Heliostaten sowie die scheinbare Größe der Sonnenscheibe (Sunshape) und die verwendete Zielpunktstrategie beeinflussen diese Verluste [25].

3.1.1 Berechnung des Heliostatenfeldes

Die Software HFLCAL des DLR wurde zur Auslegung des Heliostatenfeldes gewählt. Sie ermöglicht eine Auslegung und Optimierung von unterschiedlichen Feldarten (Nordfeld, Rundumfeld) unter Berücksichtigung verschiedener Receiverkonzepte und -geometrien. Mit Hilfe dieser Software kann eine Vielzahl von Konfigurationen nach thermischer Effizienz oder Kostenoptimierung untersucht und ausgewertet werden. Zum Erreichen einer möglichst gleichmäßigen Strahlungsflussdichteverteilung auf der Receiveroberfläche kann in HFLCAL eine Multi-Aiming-Strategie (Zielpunkt-Strategie) gewählt und berechnet werden. Diese führt die Heliostaten immer so nach, dass sie nicht alle auf die Receivermitte zielen, sondern alle Bereiche der Receiveroberfläche möglichst gleichmäßig ausleuchten. Dennoch lassen sich lokale Strahlungsflussdichtemaxima nicht gänzlich vermeiden.

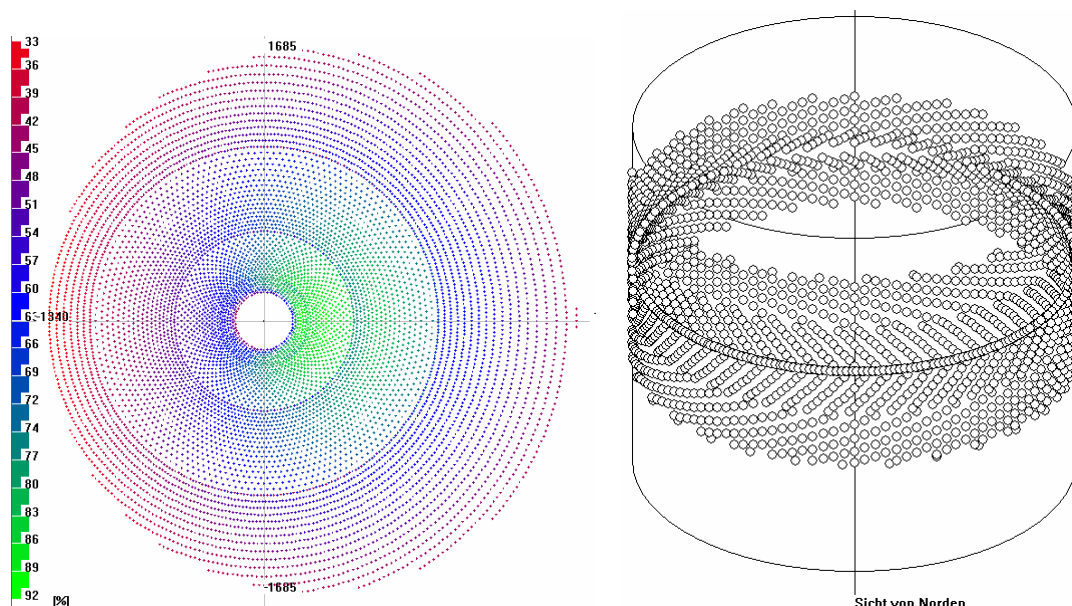


Bild 3. 2: Aufstellung von Heliostaten und Zielpunktstrategie auf dem Receiver

3.2 Turmreceiver

Der Turmreceiver hat die Aufgabe, die von der Sonne kommende Strahlung in Enthalpie eines Wärmeträgermediums umzuwandeln; seiner Funktion nach ist er folglich ein Wärmeübertrager.

Der Turmreceiver wurde als zylindrischer Rohrreceiver bestehend aus senkrechten, parallelen Rohren modelliert. Um den Rohren Platz zum Ausdehnen zu gewährleisten, sind diese mit einem gewissen Abstand zueinander angeordnet.

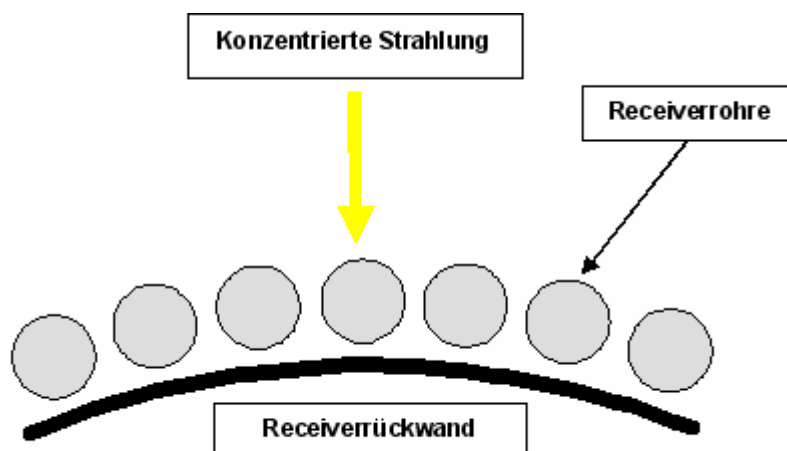


Abbildung 3. 1: Prinzipskizze des Receivers und des Turms

Ein weiterer Vorteil dieses Spaltes zwischen den Rohren ist, dass die zwischen den Rohren auf die Wand hinter den Rohren fallende Strahlung von dieser zum größten Teil auf die Rohrrückseite reflektiert wird. Dadurch variieren die Strahlungsflussdichten in Rohrumfangsrichtung weniger stark, so dass Wärmespannungen verringert werden. Allerdings werden hierdurch auch die Strahlungsverluste erhöht. Um die Installation zu vereinfachen werden mehrere parallele Rohre zu einem Panel zusammengefasst und diese Panels dann auf dem Turm aufgebaut. Es werden jeweils mehrere Panels zu einem Modul verschaltet. Diese Module werden in diesem Fall seriell und parallel durchströmt.



3.2.1 Problemstellung

Beim Einsatz von Rohrreivern zur Erhitzung des Wärmeträgermediums sind folgende Parameter wesentlich:

- Auswahl Wärmeträgermedium
- Wärmeübergang von Rohrwand auf das Medium
- Druckverluste
- Rohrwandtemperaturen
- Belastung des Rohrmaterials durch Spannungen
- Wärmeverluste (Strahlungs- und Konvektionsverluste)

Auswahl des Wärmeträgermediums

Als Wärmeträger wird das Medium bezeichnet, welches durch dem Receiver fließt, darin durch die Sonneneinstrahlung erhitzt wird und anschließend die absorbierte Energie in den Powerblock oder Speicher überträgt. In vorliegendem Beitrag werden die verschiedenen Wärmeträgermedien Luft, Dampf, Salzgemisch, Thermoöl, Zinn und Blei einander gegenüber gestellt. Dabei werden die wesentlichen Eigenschaften und Stoffdaten dieser Medien beschrieben, die letztendlich ausschlaggebend für die Auswahl des geeigneten Wärmeträgers sind. Die Auswahl des richtigen Wärmeträgermediums ist für den Einsatz in unterschiedlichen Temperaturbereichen unterschiedlich. Dabei sind die Schmelz- bzw. Verdampfungstemperatur, spezifische Wärmekapazität, Dichte, Verdampfungsdruck, Stabilität, Korrosionsfestigkeit und Umweltbelastung wichtig.

| Stoff | Einsatzbereich | Spezifische Wärmekapazität [kJ/kgK] |
|-------------|---------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Luft | Bis 1200 °C realisiert | 1 – 1,2 (abhängig von Temp.) |
| Wasser | Bis 700 °C realisiert, höhere Tempe. möglich | 4,113 – 2,736 (bei 300 bar, 25°C – 800°C) |
| Öl | Bis 393 °C realisiert | 2,1 |
| Salzgemisch | 290 °C - 565°C realisiert, höhere Temp. möglich | 1,6 - 1,8 |
| Zinn | 250° C – 2200° C möglich (da der Dampfdruck unter 1bar liegt) | 0,2575 |
| Blei | 350° C – 1700 °C möglich | 0,213 |

Tabelle 3. 1: mögliche Wärmeträgermedien

Da für das untersuchte Kraftwerk Dampftemperaturen von 700°C angestrebt werden, kommen bis auf Öl alle Wärmeträgermedien in Frage. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass Wasser nicht zur Wärmeübertragung am Receiver für überkritische Prozessen aufgrund von Festigkeitskennwerten geeignet ist (Kapitel 2.1). Blei fiel ebenfalls heraus, weil Blei zu den wichtigsten, giftigen Schwermetallen gehört. Für Zinn wurden bisher keine Analysen als WT-Medium durchgeführt, obwohl es wegen der niedrigeren Schmelztemperatur und niedrigen Dampfdrücken geeignet erscheint. Daher wurde entschieden, im Rahmen dieser Arbeit Zinn zu wählen.

| WT-Medium | Vorteile | Nachteile |
|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Wasser, Wasserdampf | <ul style="list-style-type: none"> thermische Stabilität niedrige Viskosität ($\eta < 1 \text{ cSt}$ bei Raumtemperatur) hohe spez. Wärmekapazität (Wasser ca. 4,2 kJ/kgK) hohe Verdampfungsenthalpie hohe Wärmeleitfähigkeit ungiftig nicht brennbar nicht umweltgefährdend preiswert hohe Verfügbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> geringe Siedetemperatur bei p_{atm} aufgrund von Korrosionsneigung und Wasserhärte (Mineralien) bei höheren Einsatztemperaturen teure Aufbereitung erforderlich hohe Drücke bei Heißwasserkesseln mit hohen Vorlauftemperaturen |
| WT-Öl | <ul style="list-style-type: none"> hoher Siedebeginn (Mediumstemperatur bis 400°C) Korrosionsneigung keine Frostschäden | <ul style="list-style-type: none"> Gefahr des Crackens bei lokaler Überhitzung, z. B. durch Ablagerungen oder durch zu geringen Volumenstrom Alterung, thermische Zersetzung Geringe Wärmeleitfähigkeit (ca. 0,1 bis 0,15 W/(m·K)) |
| Salzschmelzen | <ul style="list-style-type: none"> hohe Mediumstemperatur möglich (bis >800°C) nicht brennbar ungiftig hohe thermische Beständigkeit | <ul style="list-style-type: none"> nicht in Verbindung mit Gusseisen und Leichtmetallen einzusetzen |
| Metalle | <ul style="list-style-type: none"> hohe Mediumstemperatur möglich (2000°C) hohe Wärmeleitfähigkeit hoher Siedepunkt hohe Mediumstemperatur möglich (bis >800°C) | <ul style="list-style-type: none"> Korrosionsgefahr Umweltbelastung |

Tabelle 3. 2: Vorteile und Nachteile von verschiedenen Wärmeträgermedien

Wärmeübergang von Rohrwand auf Medium

Als ein Hauptvorteil beim Einsatz von Zinn als Wärmeträgermedium in Rohrreivern im Gegensatz zu gasförmigen Wärmeträgermedien ist zu erwarten, dass die Wärmeübergangswiderstände zwischen einem flüssigem Metall und einer festen Wandoberfläche relativ niedrig sind. Dies ist in der hohen Dichte und der relativ guten Wärmeleitfähigkeit von Metallen begründet.

Druckverlust

Der Druckverlust hängt mit der Strömungsgeschwindigkeit überproportional zusammen. Deshalb muss die Strömungsgeschwindigkeit gering gehalten werden, aber durch Erhöhen der Strömungsgeschwindigkeit ließe sich der Wärmeübergang verbessern. Hier kann durch Optimierungsverfahren ein gutes Verhältnis gefunden werden.

Rohrwandtemperaturen

Da eine relativ hohe Wärmestromdichte über einen hohen Wärmeübergangswiderstand übertragen wird, sind Rohrwandtemperaturen zu erwarten, die möglicherweise deutlich über der Temperatur des durchströmten Mediums liegen. Die Konsequenzen sind:

- Die Anforderung an das Rohrmaterial hinsichtlich Hitzebeständigkeit ist entsprechend hoch
- Eine relativ große Temperaturdifferenz zwischen der Rohrwand und der Umgebungsluft bzw. die Temperaturdifferenz entlang des Rohrumfanges zwischen der angestrahlten Seite und der von der Strahlung abgewandten Seite lässt Wärmespannungen entstehen.
- Bei Lastwechseln, welche zwischen Tag und Nacht oder bei Wolkendurchgang auftreten, sind entsprechend große Temperaturschwankungen in der Rohrwand und damit verbundene Wärmespannungen zu erwarten. Die daraus resultierenden dynamischen Wärmespannungen können zu Materialermüdungen führen und so die Lebensdauer der Receiver beeinträchtigen.

Um die maximal vorherrschenden Temperaturen auf die maximal ertragbaren Werte des Rohrwerkstoffes zu beschränken und um ein Versagen an der höchst belasteten

Seite zu unterbinden darf die Massenstromdichte des Arbeitsmediums einen gewissen Wert nicht unterschreiten /24/.

Verluste am Receiver

- Abstrahlverluste:

Die Wärmeabstrahlverluste eines Rohrreceivers stellen aufgrund der hohen Temperaturen auf der Receiveroberfläche einen nennenswerten Anteil der Receiververluste.

- Reflektionsverluste: Strahlung, die von der Oberfläche einem Receiver reflektiert wird und damit nicht mehr zur Wärme- bzw. Stromerzeugung beitragen kann bezeichnet man als Reflexionsverluste.
- Konvektionsverluste: Konvektionsverluste entstehen am Receiver aus der Temperaturdifferenz zwischen Umgebung und heißem Absorber.

Anforderungsliste

Für den Receiver wurden folgende Festforderungen festgelegt:

Austrittstemperatur: 800° C

Lebensdauer: 20 Jahre

Max. Strahlungsflussdichte: 1000 kW/m²

Wünsch Forderungen sind:

- Möglichst hoher Wirkungsgrade
- Möglichst geringe Abstrahlverluste
- Möglichst niedriger Druckverlust
- Möglichst einfache Konstruktion
- Möglichst hoher Absorptionsgrad
- Möglichst wenig Durchbiegung

3.2.2 Analyse der Randbedingungen

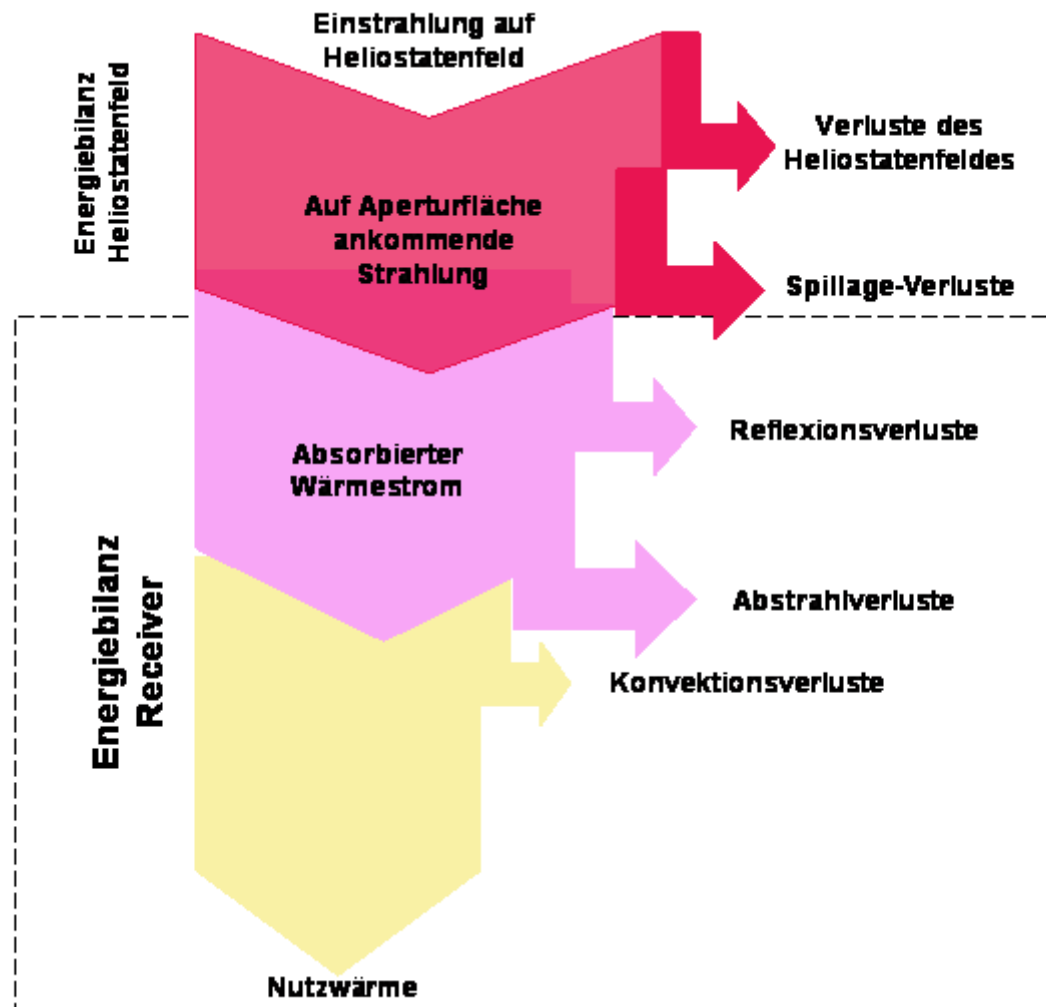


Diagramm 3. 1: Sankey- Diagramm; Energieströme

In Diagramm 3.1 ist der Energiefluss eines Solarturmkraftwerks von der solaren Einstrahlung bis zur Erwärmung des Wärmeträgermediums schematisch dargestellt. Es treten im Wesentlichen folgende Energieverluste in dem Receiver auf: Reflexions-, Wärmeabstrahlungs- und Konvektionsverluste.

$$\eta_{\text{Rec.}} = \frac{\text{Nutzwärmeleistung}}{\text{Strahlungsleistung}_{\text{Apertur}}} \quad (3.4)$$

Die auf das Wärmeträgermedium übergehende Nutzwärme ist dabei der Anteil der Strahlungsenergie, der nicht durch Reflexion, Abstrahlung und Konvektion verloren geht.

3.2.3 Thermodynamische Auslegung (Berechnungsmethodik)

Die durchgeführten Berechnungen sollen dazu dienen, grundsätzliche Aussagen über die Eignung von Zinn als Wärmeträgermedium für die beschriebene Anwendung zu treffen.

Untersucht wurden unter anderem der Receiverwirkungsgrad, der Druckverlust, die Temperaturen des Rohrmaterials, die Übertemperatur der Rohrwand zum Fluid, Massenströme, Strömungsgeschwindigkeiten und die max. Anzahl an Rohren in Receiver die unter den gegebenen Bedingungen parallel geschaltet werden können.

Randbedingungen sind:

- Gewünschte thermische Leistung
- Strahlungsflussdichteverteilung aus HFLCAL
- Höhe und Umfang des Receivers (variiert nach HFLCAL)
- Möglichst geringe Druckverluste

Vorauslegung zur Einhaltung maximaler Rohrwandtemperatur:

Die Berechnung wird an der höchst beanspruchten Stelle durchgeführt. Das Rohrmaterial wird mechanisch beansprucht zum einen durch den Innendruck zum anderen durch Wärmespannungen. Dies ist zu erwarten, da die Rohre einseitig bestrahlt werden und dies zu hohen Temperaturgradienten entlang der Rohrwand führen kann. Das Temperaturmaximum am Rohrumfang tritt an der Stelle auf, wo die Strahlung senkrecht zur Rohroberfläche auftrifft, während sich auf der gegenüber liegenden Seite eine niedrigere Temperatur einstellen wird.

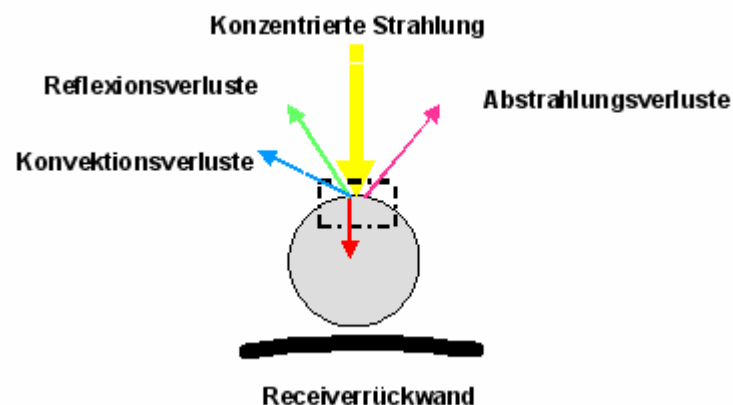


Bild 3. 3: Rohrreceiver an höchst beanspruchter Stelle

Dazu wird eine Energiebilanz an der höchst beanspruchten Stelle aufgestellt, um den nötigen Wärmeübergangskoeffizienten zur Einhaltung der maximalen Rohrwandtemperatur zu bestimmen. Dabei wird die tangentielle Wärmeleitung über die Wand vernachlässigt. Ziel der Vorauslegung ist die Bestimmung der maximalen Rohranzahl in einen Panel, die zum Einhalten der maximalen Rohrwandtemperatur erlaubt sind. Eine Verringerung der Anzahl Parallel geschalteten Rohre führt bei gleichen Massenstrom zu höheren Strömungsgeschwindigkeiten und damit höheren Wärmeübergangskoeffizienten und somit niedrigeren Rohrwandtemperaturen. Natürlich steigt dadurch der Druckverlust.

Basierend auf den Grundlagen aus der Thermodynamik, Stoff und Wärmeübertragung werden folgende Rechnungen durchgeführt /4, 5, 6, 7/.

Energieverluste

Flächenspezifische Reflexionsverluste: $E_{ref} \approx 0,1 \cdot E$ (3.5)

Flächenspezifische Abstrahlungsverluste: $E_{Abstr.} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot T^4$ (3.6)

Flächenspezifische Konvektionsverluste: $E_{Konv.} = \alpha_{aussen} \cdot (T_{aus} - T_{Umg.})$ (3.7)

Wärmeübergangskoeffizient auf der Rohraußenseite α_a :

Erzwungene Konvektion:

Bezugstemperatur:

$$\theta_{Bezug} = \frac{\theta_{Umgb.} + \theta_a}{2} \quad (3.8)$$

Reynoldszahl:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu_{Luft}} \quad \text{bei} \quad \theta_{Bezug} \quad (3.9)$$

Nusseltzahl (Korrelation nach Gnielinski; gültig für $10 < Re < 10^7$ und $0,6 < Pr < 1000$)

$$Nu = \frac{0,037 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_{Luft}}{1 + 2,433 \cdot Re^{-0,1} \cdot (Pr_{Luft}^{2/3} - 1)} \quad \text{bei} \quad \theta_{Bezug} \quad (3.10)$$

Wärmeübergangskoeffizient:

Freie Konvektion:

Nusseltzahl eines senkrechten Rohres:

$$Nu_{Frei, senkrecht Rohr} = Nu_{Frei, senkrecht Wand} + 0,97 \cdot \frac{l}{d} \quad (3.11)$$

Nusseltzahl einer senkrechten Wand (Korrelation nach Churchill/ Chu; gültig für $0,1 < Ra < 10^{12}$ und $0,01 < Pr < \infty$):

$$Nu_{Frei, senkrecht Wand} = (0,825 + 0,387 \cdot (Ra \cdot f(Pr))^{1/6})^2 \quad (3.12)$$

Mit

$$f(Pr) = \left[1 + \left(\frac{0,492}{Pr} \right)^{9/16} \right]^{-16/9} \quad (3.13)$$

Rayleigh-Zahl:

$$Ra = Pr \cdot Gr = Pr \cdot \frac{g \cdot \beta \cdot l^3 \cdot \Delta \theta}{\nu^2} \quad \text{mit} \quad \Delta \theta = \theta_a - \theta_{Umgeb.} \quad (3.14)$$

$$\alpha_{a, erzwungen} = \frac{Nu_{frei, senkrechtrohr} \cdot \lambda_{Luft}}{l} \quad (3.15)$$

$$Nu^n = Nu_{erzw}^n + Nu_{frei}^n \quad (3.16)$$

mit $n = 4$ für senkrechte Rohre

Gesamtmassenstrom

Der Gesamtmassenstrom durch den Receiver berechnet sich aus:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{c_p \cdot \Delta T_{rec}} \quad (3.17)$$

Wärmeübertragung an den Wärmeträger

Als Nutzwärmeleistung wird der Wärmestrom bezeichnet, der an das Wärmeträgermedium übertragen wird und dessen Enthalpie erhöht. Man erhält die Nutzwärme in dem man von der ankommenden Strahlungsleistung die Verluste durch Reflexion, thermische Abstrahlung und Konvektion an die Umgebung subtrahiert.

$$\dot{Q}_{Nutz} = \dot{Q}_{Solar} - \dot{Q}_{Abstrahl.} - \dot{Q}_{Ref.} - \dot{Q}_{Konv.} \quad \text{bzw.} \quad E_{Nutz} = E_{Solar} - E_{Abstrahl.} - E_{Ref.} - E_{Konv.} \quad (3.18)$$

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die Vorauslegung der Nutzwärmeübertragung an das Wärmeträgermedium folgende Vereinbarungen getroffen.

- Es wird zunächst nur ein Rohr betrachtet
- Die Energieflüsse werden nur an der höchst beanspruchte Stelle betrachtet
- Der Temperaturgradient auf der Rohroberfläche soll **50 K** nicht überschreiten.

Wärmedurchgangskoeffizient:

$$K = \frac{E_{Nutz}}{\Delta T_{max}} \quad \text{mit } \Delta T_{max} = \text{max. Übertemperatur} \quad (3.19)$$

Übertemperatur:

$$\Delta \vartheta_{Rohr,a-Fluid} = \frac{E_{Nutz} \cdot W_d}{\lambda_{Alloy617}} \quad (3.20)$$

Wärmeübergangskoeffizient auf der Rohrinneiseite α_i :

$$\alpha_i = \frac{E_{Nutz}}{(\Delta T_{max} - \Delta \vartheta_{Rohr,a-Fluid})} \quad (3.21)$$

Nusselt- Zahl:

$$Nu = \frac{\alpha \cdot d_i}{\lambda_{Zinn}(T)} \quad (3.22)$$

mit

$$\lambda_{Zinn}(T) = 0,0000360T^2 - 0,0506058T + 45,9124943 \text{ [W/mK]} \quad (3.23)$$

Nusselt –Zahl (flüssiges Metall) nach Lyons-Martinelli:

$$Nu_d = 7 + 0,025 \cdot (Re_d) \cdot Pr^{0,8} \quad (3.24)$$

gültig für turbulente Strömung ($Re > 10000$) und $0,005 < Pr < 0,5$

$$\text{mit } Pr = \frac{\nu_{Zinn}}{a} \quad (3.25)$$

Reynoldszahl:

$$Re = \frac{\nu \cdot d_i}{\nu} \quad (3.26)$$

Strömungsgeschwindigkeit

$$v = \frac{\dot{m}_{ges.}}{\rho_{Zinn} \cdot A_{ges.}} \quad (3.27)$$

Der Strömungsquerschnitt eines Rohres vergibt sich aus

$$A_{Rohr} = \pi \cdot r^2 \quad (3.28)$$

Anzahl der Rohre, die parallel geschaltet werden dürfen

$$n = \frac{A_{ges}}{A_{Rohr}} \quad (3.29)$$

Massenstrom pro Rohr

$$\dot{m}_{Rohr} = \frac{\dot{m}_{ges}}{n} \quad (3.30)$$

Druckverlust

Neben den Wärmeübertragungseigenschaften und dem Wirkungsgrad der Receiver ist deren Druckverlust von zentraler Bedeutung.

Die Anwendung höherer Massenstromdichten und damit höherer Strömungsgeschwindigkeiten ist begrenzt durch den Druckverlust des Rohrsystems [24].

Der Druckverlust eines durchströmten Rohrabschnittes berechnet sich zu

$$\Delta p = \zeta \cdot \frac{\rho_{Fluid}}{2} \cdot v^2 \quad (3.31)$$

mit ζ als Druckverlustbeiwert:

$$\zeta = \lambda \cdot \frac{l}{d_i} \quad (3.32)$$

Wobei im turbulenten Fall im Übergangsgebiet „glatte/raue“ Wände eine recht genaue Korrelation von Colebrook und White für die Rohrreibungszahl λ gegeben ist:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log \left(\frac{2,51}{\sqrt{\lambda} \cdot Re} + 0,27 \cdot \frac{k}{d_i} \right) \quad (3.33)$$

mit k: Rohrrauigkeit nach Nikuradse

Da die Stoffwerte Dichte und Viskosität von Zinn sich in Strömungsrichtung nicht stark ändern, und damit auch die Strömungsgeschwindigkeit und Reynoldszahl kaum beeinflussen, ist eine Integration von Gleichung 3.31 über der Rohrlänge nicht notwendig. Zur Ermittlung des gesamten Receiverdruckverlustes muss der Druckverlust zwei charakteristischen Rohre aus dem Receiveraußenbereich, zwei aus dem mittleren Bereich und der eines aus dem inneren Modul addiert werden, da diese Module seriell und mit unterschiedlichen Massenströmen durchströmt werden.

Einfluss des Spaltabstandes auf die Sichtfaktoren des Receivers

In diesem Kapitel wird der Einfluss des Aufbaus des Receivers, also dem Abstand der Rohre zueinander, betrachtet.

Mit der Annahme, dass sämtliche Strahlung am Receiver diffus einfällt und ebenso reflektiert oder emittiert wird, verändern sich die Strahlungsanteile, die auf die verschiedenen Flächen treffen /31,33/. Die Sichtfaktoren der Rohre zur Umgebung und zum Receiver fallen mit zunehmendem Flächenverhältnis ab, wobei der Gradient geringfügig abnimmt. Für das Gesamtsystem bedeutet dies, durch Veränderung des Spaltabstandes, kann ein Optimum erreicht werden, wo die Verluste am geringsten sind und somit ein verbesserter Wirkungsgrad erreicht wird.

3.2.4 Schaltprinzip von Rohr-Receivern

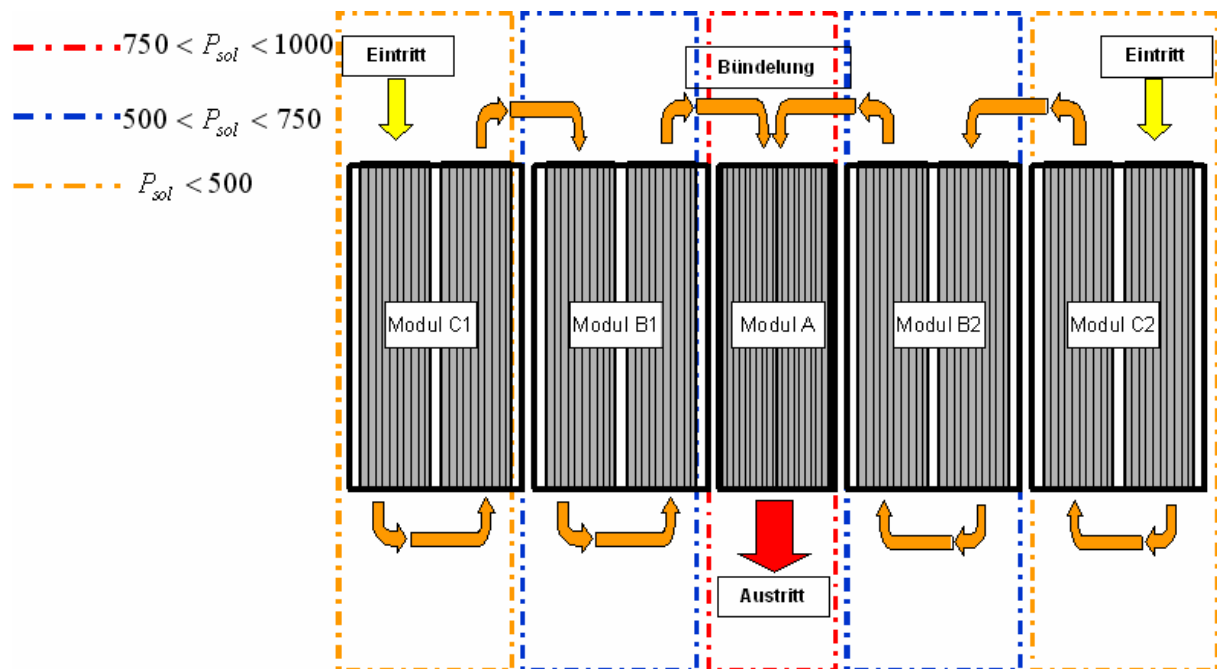


Abbildung 3. 2: Prinzipskizze des Receivers

Abbildung 3.2 zeigt die Verschaltung von fünf Modulen. Die beiden äußeren und beiden mittleren Modulen werden parallel durchströmt. Diese Verschaltung bietet den Vorteil, dass in den schwächer bestrahlten Randbereichen die Temperaturen des durchströmenden Zinns noch relativ niedrig und somit auch die Verlustwärmeströme geringer sind. Aufgrund der höheren Massenströme pro Rohr im inneren Modul werden in diesem Bereich höhere Strömungsgeschwindigkeiten und damit größere Wärmeübergangskoeffizienten erreicht. Dadurch kann die höhere Strahlungsflussdichte effektiver an das Fluid übertragen werden.

3.2.5 Festigkeitsnachweis

Der Wirkungsgrad der Energieumwandlung in der Dampfturbine hängt im wesentlichen vom Temperaturniveau der zugeführten Hochtemperaturwärme und der abgeführten Niedertemperaturwärme ab. Ziel ist es deshalb, die Eintrittstemperatur in die Turbine so hoch wie möglich zu wählen und die Austrittstemperatur so niedrig wie möglich. Bei ausgeführten Anlagen bestimmen aber die Materialeigenschaften die maximal zulässige Eintrittstemperatur.

Die wirkende Spannung in den Receiver Rohren zum Zeitpunkt der höchsten

Belastung bei höchster Einstrahlungsdichte muss unterhalb der zulässigen Spannung liegen, um die Anlage sicher betreiben zu können.

In den Rohren treten folgende Spannungen auf.

- Wärmespannung: entsteht bei unterschiedlicher Einstrahlungsdichte auf die Receiveroberfläche und damit unterschiedlichen Wärmestromdichten durch Temperaturgradienten der Rohrwand
- druckinduzierte Spannung: entsteht aufgrund des Innendrucks
- Weitere (z.B. durch Kriechvorgänge bei hohen Temperatur)

Die Temperatur der Rohrwand wirkt sich auf die Festigkeitswerte des Rohrmaterials aus /21,24/.

Als Hauptmerkmal sollen die Werte der aufgrund des Innendrucks entstehenden Spannungen im Falle einer Direktverdampfung (primäre Spannung) beobachtet werden. Die druckinduzierten Spannungen sind gegenüber den Wärmespannungen kritischer zu bewerten, weil der Innendruck von der sich aufweitenden Wand abhängt und diese letzten Endes zu zerstören droht, während die Wärmespannungen (sekundäre Spannung) durch Verformung des Materials abgebaut werden können /32/.

Die druckinduzierten Spannungen in dünnwandigen Rohren mit dem mittleren Durchmesser d_m , der Wanddicke w_d und dem Innendruck p lassen sich durch die Kesselformel berechnen.

$$\sigma_{\text{Druck}} = \frac{p \cdot d_m}{2 \cdot w_d} \quad (3.34)$$

Beim Anfahren, Abstellen und bei Laständerungen treten in den Wänden des zylindrischen Rohrreceivers große Temperaturdifferenzen auf.

Besteht zwischen Innen- und Außenwand eines Rohres ein Temperaturgefälle, so bildet sich bei unterschiedlichen Wärmedehnungen zwischen Innen und Außen ein Eigenspannungszustand aus. Auf der wärmeren Seite werden Druck- und auf der kälteren Seite Zugspannungen entstehen. Diese dynamisch auftretenden Wärmespannungen führen bei Dauerbelastung zu Schäden. Bei linearem Temperaturverlauf von der Außenseite zur Innenseite ergibt sich bei einem

Ausdehnungsbeiwert β_v die Wärmeeigenspannung für dünnwandigen Schalen ($W_d/r < 0,2$) an der Innen- und Außenseite zu [21,24].

$$\sigma_{\text{Wärme}} = \frac{1}{2} \cdot E_{\text{Modul}} \cdot \beta \cdot \left(\frac{\Delta g_{\text{Rohrwand}}}{1 - \mu} \right) \quad \text{mit} \quad (3.35)$$

$$\Delta g_{\text{Rohrwand}} = q \cdot \frac{s_{\log}}{\lambda} \quad (3.36)$$

$$\text{und } s_{\log} = \frac{d_a}{2} \cdot \ln\left(\frac{d_a}{d_i}\right) \quad (3.37)$$

Es wird eine möglichst geringe Wandstärke angestrebt um die Materialkosten niedrig und den Wärmedurchgangskoeffizienten hoch zu halten. Eine möglichst geringe Wandstärke minimiert zudem die entstehenden Wärmespannungen.

3.2.6 Auslegung der Turmreceiver

Im Rahmen dieser Arbeit stand bei der Modellierung des Receivers die Bestimmung der Vergleichsspannungen, Dehnungen, Druckverluste über der ganzen Länge der Receiverrohre in Abhängigkeit der Einstrahlung auf die Receiveroberfläche im Vordergrund. Dazu musste die Strahlungsflussdichte als Funktion von Höhen- und Umfangskoordinaten der Receiveroberfläche berücksichtigt werden. Intensität und Verteilung der Strahlungsflussdichte auf der Receiveroberfläche sind zu jedem Zeitpunkt im Jahr aufgrund des unterschiedlichen Sonnenstandes verschieden. Bild 3.4 zeigt beispielhaft die Strahlungsflussdichteverteilung am 21. Mai um 12 Uhr. Die Flussdichteverteilung wurde mittels Multi-aiming-Strategie in HFLCAL so ausgelegt, dass zum einen die höchsten Einstrahlungswerte in der Mitte des Receivers erreicht werden, zum anderen die Randbereiche ausreichend stark bestrahlt werden, um keine negativen Receiverwirkungsgrade zu erhalten. Es wurde eine maximale Flussdichte von ca. 1000 kW/m² zugelassen. Man erkennt gut die ungleichmäßige Ausleuchtung der Receiveroberfläche.

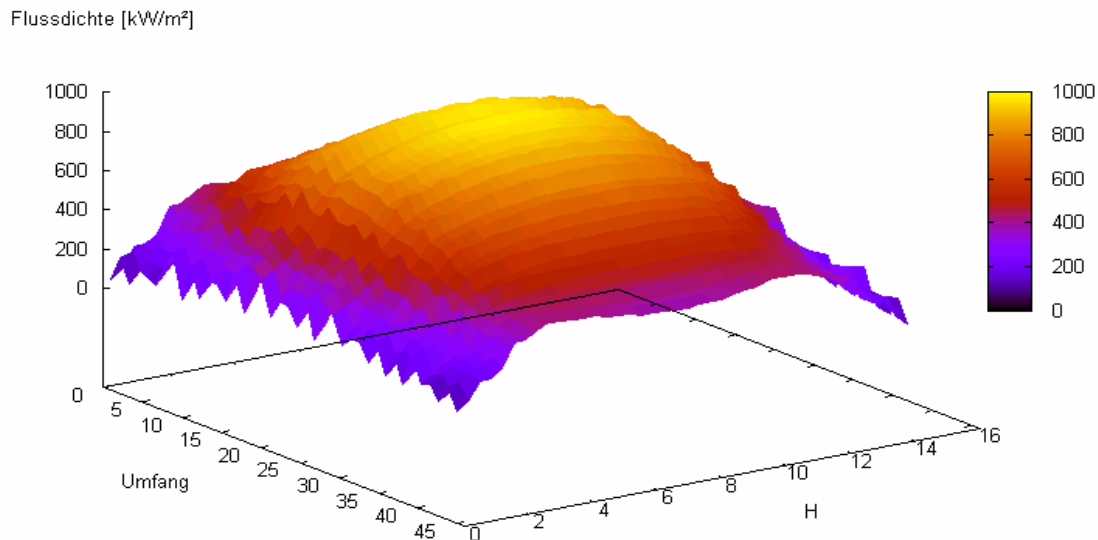


Bild 3. 4: Strahlungsflussdichteverteilung am 21.mai um 12 Uhr

Zur Modellierung des Receivers wurde zunächst ein einzelnes senkrechtes Rohr, dessen Länge über die ganze Receiverhöhe geht, betrachtet und daran eine Wärmestrombilanz aufgestellt. Das Modell wurde anschließend an das FEM Programm Ansys angepasst. Mit einer FEM Analyse können Receiverrohre bevor sie physikalisch existieren auf ihre Machbarkeit und Tauglichkeit im späteren „Leben“ überprüft werden. Hiermit wird die Tauglichkeit der Rohre unter Belastungen durch Temperaturschwankungen und Innendruck überprüft. Ebenso kann man mit Hilfe der FEM Simulation den optimalen Spaltabstand zwischen den Rohren aus thermodynamischer Sicht variieren. Die detaillierte Receiverauslegung mit ANSYS ist in Kapitel 6 beschrieben.

3.2.7 Receiverwirkungsgrad

Die den Receiverrohren mit der Solarstrahlung zugeführte Energie wird nicht vollständig zur Erzeugung und Überhitzung des Dampfes bereit gestellt; es treten Umwandlungsverluste auf. Der Wirkungsgrad ist eine wichtige Größe für die Beurteilung eines Turmreceivers.

Von HFLCAL werden Matrizen zur Strahlungsflussdichteverteilung auf der Receiveroberfläche erzeugt. Diese Matrizen basieren auf Datensätzen, welche die Strahlungsflussdichteverteilungen zur vollen Stunde jeweils am 21.jeden Monats

enthält. Dazu wird in HFLCAL ein sogenannter clear-sky Datensatz zur Simulation zurunde gelegt. Das heißt, es werden keine Wolkendurchgänge, hohe Luftfeuchtigkeit oder Luftverschmutzung, wie sie in der Realität stattfinden berücksichtigt.

Um trotzdem den korrekten Receiverwirkungsgrad zu jedem gewünschten Zeitpunkt im Jahr berechnen zu können, wird das im Folgenden beschriebene Verfahren angewendet:

Unter Benutzung von HFLCAL werden zunächst die Receiverwirkungsgrade einiger Zeitpunkte im Jahr mit erzeugten clear-sky Datensätzen der Strahlungsflussdichteverteilung auf der Receiveroberfläche berechnet. Danach werden diese clear-sky-Datensätzen um die Faktoren 0,8; 0,6; 0,5; 0,4; 0,2 skaliert und die neuen Receiverwirkungsgrade für die gewählten Zeitpunkte neu berechnet. Die thermische Receiverleistung wird unter Verwendung der jeweiligen Wirkungsgrade des Heliostatenfeldes und der mit den oben genannten Faktoren skalierte DNI wie folgt berechnet:

$$P_{therm} = DNI_{neu} \cdot \eta_{feld} \cdot \eta_{Rec.} \cdot A_{feld} \quad (3.38)$$

Es kann eine Kurve durch alle berechneten Punkte approximiert werden und das gewonnene Polynom 6. Ordnung zur iterativen Berechnung des Receiverwirkungsgrades für jede beliebige real gemessene DNI verwendet werden.

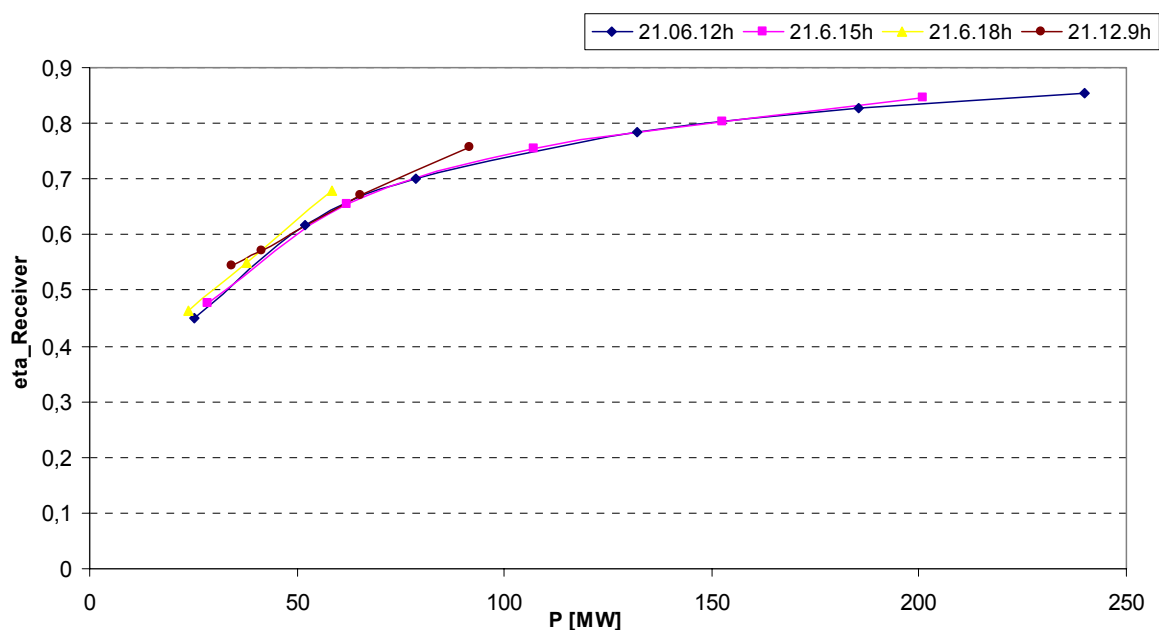


Diagramm 3. 2: Verläufe der Receiverwirkungsgrade über der thermischen Receiverleistung zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahr bei Reduzierung des DNI

In Diagramm 3.2 sind die Verläufe der Receiverwirkungsgrade über der thermischen Receiverleistung zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahr bei Reduzierung des DNI grafisch dargestellt.

| | $T_{\text{ein}} [^{\circ}\text{C}]$ | $T_{\text{aus}} [^{\circ}\text{C}]$ | $P_{\text{ein}} [\text{bar}]$ | $P_{\text{aus}} [\text{bar}]$ |
|------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Zinn | 250 | 800 | 8 | 0 |

Tabelle 3. 3: eingestellte Werte des Receivers

3.3 Thermische Speicher

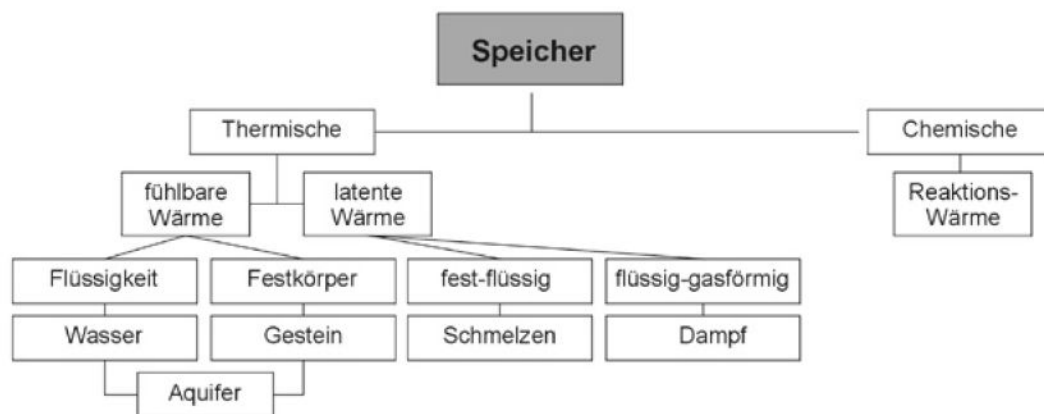


Abbildung 3. 3: Einteilung der Wärmespeicher

Eine verstärkte Nutzung der Sonnenenergie, ist nur mit der Bereitstellung technisch und wirtschaftlich attraktiver Wärmespeicher realisierbar. Dazu ist eine hocheffiziente Speichertechnologie notwendig, um die zeitliche und räumliche Inkongruenz von Angebot und Nachfrage auszugleichen und die Realisierung eines integrierten energieeffizienten Gesamtprozesses zu ermöglichen. Bei Hochtemperaturprozessen mit ausgeprägten zeitlichen Lastspitzen können Systemkomponenten für ein mittleres Leistungsniveau dimensioniert werden, der Speicher wird in Phasen mit hohem Leistungsbedarf entladen, während bei Unterschreitung der durchschnittlichen Leistungsniveaus, Energie zwischengespeichert wird.

Thermische Energiespeicher oder auch Wärmespeicher können hinsichtlich verschiedener Kriterien nach der Temperatur in Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeicher geteilt werden. Dies kann man auch nach der Dauer der Wärmespeicherung in Kurz- oder Langzeit-Wärmespeicher, nach dem physikalischen Prinzip in fühlbare, latente und chemische Speicher oder nach dem Speichermedium z.B. in Wasserspeicher oder Gesteinsspeicher klassifizieren (Abbildung 3.3)

Für die vorliegende Arbeit wurde ein Ein-Speicher-Konzept gewählt. Hier wurde eine Grädigkeit zwischen dem Be- und Entladestrom von etwa 20 K festgelegt. Dabei wird im Fall der Speicherentladung eine Temperatur des der Turbine zugeführten Dampfmassenstroms von 700°C erreicht. Der Druckverlust der Speicher wurde sowohl für die Beladung als auch für die Entladung zu Null gewählt. Da ohne genaueres Wissen über die Speichergeometrie und Zykluszeit keine genauen Aussagen bezüglich der Verluste getroffen werden können, wurden die Speicherverluste für die Simulation über das ganze Jahr auf 10% festgelegt. Um Wärmeübertragungsverluste zu minimieren fließt durch das Solarfeld und den Speicher dasselbe Medium. Im Temperaturbereich oberhalb 300°C kommt kugelförmiger ST37 als Feststoffspeicher zum Einsatz. In einer dichtesten Kugelpackung hat jede Kugel 12 nächste Nachbarn. Der Raumfüllungsgrad der dichtesten Kugelpackung beträgt 74%. Durch unterschiedliche Kugeldurchmesser könnte der Freiraum auf 10% reduziert werden. Der Freiraum wird durch Zinn durchströmt.

3.3.1 Speicherstrategie

Die Kapazität des Langzeitspeichers wurde auf acht Stunden zum Auslegungszeitpunkt (21. März) festgelegt. Der Speicher sollte im Laufe des Tages durch ein Solarvielfaches von ca. dreieinhalb geladen werden und es ermöglichen, die Turbine bis in die Nachtstunden bei Nennlast zu betreiben. In den Abendstunden und in den Wolkenstunden bei geringer Einstrahlung ist eine parallele Versorgung der Turbine durch das Solarfeld und den Speicher vorgesehen.

Der 8 Stunden Speicher wird wie folgt ausgelegt:

- Notwendige thermische Energie für 8 Stunden Voll last Betrieb

$$Q_{8Stu.} = h \cdot \dot{Q}_{therm.} \quad (3.39)$$

$$Q_{Speicher} = Q_{8Stu.} + 0,1 \cdot Q_{8Stu.} \quad (3.40)$$

- Berechnung der Stahlmenge, die für die Speicherung dieser Energiemenge notwendig ist

$$m_{St37} = \frac{Q_{Speicher}}{c_p \cdot \Delta T} \quad (3.41)$$

- Berechnung des Speichervolumens

$$V_{\text{Speicher}} = V_{\text{Zinn}} + V_{\text{St37}} \quad (3.42)$$

$$V_{\text{St37}} = \frac{m_{\text{St37}}}{\rho_{\text{St37}}} \quad (3.43)$$

$$V_{\text{Zinn}} = 0,1 \cdot V_{\text{St37}} \quad (3.44)$$

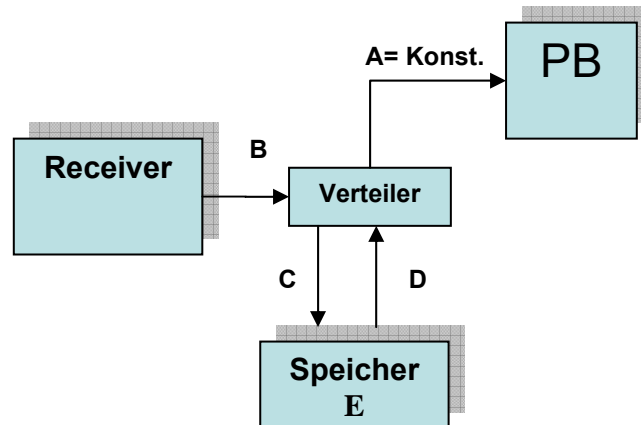


Bild 3. 5: Prinzip einem Speicher

Speicher wird wie folgte geregelt:

- $B=0,9 \cdot A \wedge D=0 \rightarrow B < A \wedge B+E < A$
- $B+D=A \wedge C=0 \rightarrow B < A \wedge B+E \geq A$
- $C=B-A \wedge D=0 \rightarrow B > A$
- $D=A \rightarrow B=0 \wedge E > A$

3.4 Kraftwerksblock

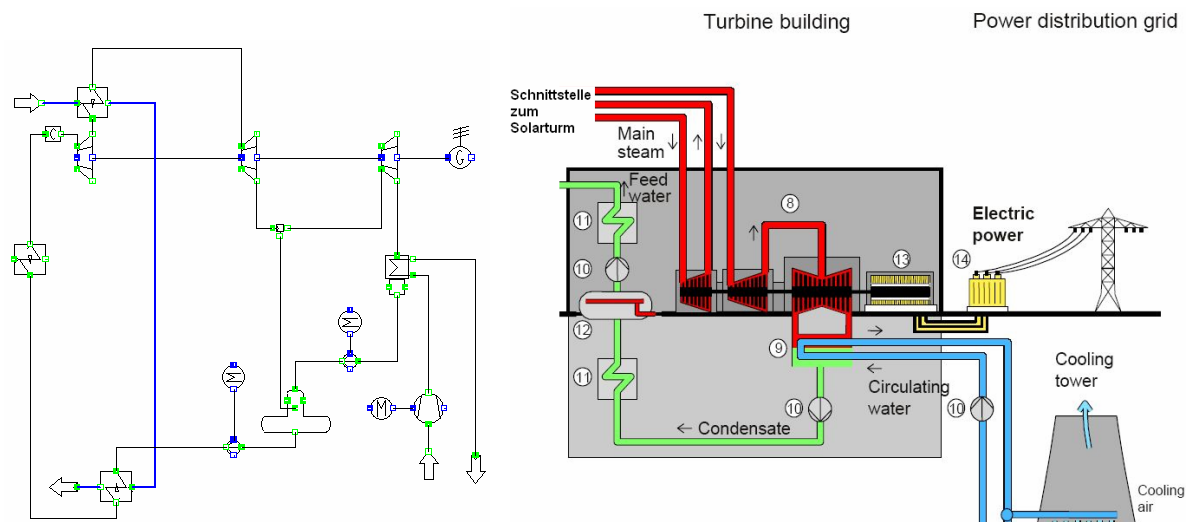


Bild 3. 6: Prinzip eines Powerblocks

Der zum Betrieb der Dampfturbine notwendige überkritischen Wasserdampf wird in einem Wärmeübertrager aus zuvor gereinigtem und aufbereitetem Wasser erzeugt. Vom Wärmeübertrager aus strömt der Dampf über Rohrleitungen in eine mehrstufige Dampfturbine, wo er einen Teil seiner zuvor aufgenommenen Energie als Bewegungsenergie an die Turbine abgibt. An die Turbine ist ein Generator angekoppelt, der die mechanische Arbeit in elektrische Leistung umwandelt. Danach strömt der entspannte und abgekühlte Dampf in den Kondensator, wo er durch Wärmeübertragung an die Umgebung kondensiert und sich als flüssiges Wasser an der tiefsten Stelle des Kondensators sammelt. Über die Kondensatpumpen und den Vorwärmern hindurch wird das Wasser über die Speisepumpe erneut dem Dampfkessel zugeführt. Wasser-Dampf-Kreisläufe in modernen Kraftwerken haben komplizierte Schaltungen, um die thermische Energie mit höchstem Wirkungsgrad in elektrische Leistung umzusetzen. Hier ist der Kraftwerksblock einfach gehalten, um unnötige Komplikationen während der Jahressimulation zu verhindern.

3.4.1 Turbine

Eine Turbine ist eine Fluidenergiemaschine, die die kinetische Energie von Fluiden in Rotationsenergie umwandelt. Der mechanische und isentrope Wirkungsgrad wird konstant gewählt, da die Turbine nur bei Volllast betrieben wird. Der Auslegungspunkt wird festgelegt durch die Drücke am Eintritt und Austritt, die Temperatur am Eintritt und der Generatorleistung [24].

| Turbine | $T_{\text{ein}} [^{\circ}\text{C}]$ | $T_{\text{aus}} [^{\circ}\text{C}]$ | $P_{\text{ein}} [\text{bar}]$ | $P_{\text{aus}} [\text{bar}]$ |
|----------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 1. Stufe | 700 | 496,03 | 300 | 96 |
| 2. Stufe | 680 | 250,88 | 96 | 4,5 |
| 3. Stufe | 250,88 | 40,32 | 4,5 | 0,075 |

Tabelle 3. 4: eingestellte Werte der Turbine /3/

3.4.2 Zwischenüberhitzer

Der Zwischenüberhitzer hat die Aufgabe, den vom Hochdruckteil der Turbine kommenden Dampf wieder auf eine hohe Temperatur zu erhitzen.

3.4.3 Kondensator

Der Kondensator ist ein entscheidendes Element für den Betrieb von Dampfturbinen. Er dient zur Verflüssigung des Abdampfes dieser Wärmekraftmaschinen, damit er in der Speisewasserpumpe wieder auf das Druckniveau des Wärmeübertragers gebracht werden kann. Da die Solarturmkraftwerke in den südlichen Ländern ihr Potential haben, kann eine ausreichende Versorgung mit Kühlwasser nicht gesichert werden. Zu diesem Zweck kommt ein Trockenkühlturm, in dem die Wärme an die Umgebung weiter geleitet wird, in Betracht.

| | $T_{\text{ein}} [^{\circ}\text{C}]$ | $T_{\text{aus}} [^{\circ}\text{C}]$ | $P_{\text{ein}} [\text{bar}]$ | $P_{\text{aus}} [\text{bar}]$ |
|------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Kühlwasser | 20 | 40 | 10 | 9,5 |

Tabelle 3. 5: eingestellte Werte des Kondensators

3.4.4 Entgaser

Ein thermischer Entgaser wird zur Aufbereitung vom Speisewasser für den Wärmeübertrager verwendet. Gase und besonders Sauerstoff dürfen im Speisewasser nicht vorkommen, weil sie das Korrosionsrisiko vergrößern. Dazu wird das Wasser im Entgaser durch Anzapfdampf aus einer Turbinenstufe zur Sättigung gebracht. Die nicht kondensierbaren Anteile können dann leicht abgesaugt werden.

Es wurde für die vorliegende Arbeit ein Wirkungsgrad von 45,7% der Powerblock erreicht. Der Wirkungsgrad dieser Powerblock ist somit 2,5% unter dem Wirkungsgrad bei den realisierten Anlagen mit überkritischem Dampf. Grund dafür ist das einfach gehaltene Blockschaltbild. Im real werden an mehrere Stellen in der Turbine angezapft.

4 Ergebnisse/Auslegung

4.1 Heliostatenfeld

Das Heliostatenfeld wurde aus Glas-Metallheliostaten von Typ Suncular 120SL mit einer facettierten Spiegelfläche von 120,34 m² ausgelegt. Die mittlere Reflektivität dieser Heliostaten beträgt 87%. Weitere Spezifikationen können aus der Tabell 4.1 entnommen werden.

| Heliostaten TYP Suncular 120SL | Parameter |
|--------------------------------|--------------------------|
| Heliostat-Fläche | 121.34 [m ²] |
| Facettenfläche | 4.33 [m ²] |
| Heliostat-Höhe | 9.45 [m] |
| Heliostat-Breite | 12.84 [m] |
| Reflektivität | 0.87 |
| Strahlfehler inkl. Sunshape | 3.25 [mrad] |
| Heliostatenmitte- Höhe | 6 [m] |

Tabelle 4. 1: Spezifikationen des Suncular 120 SL

Die Anordnung des Heliostatenfelds geschieht nach dem Slipplanes Prinzip. Für das 50MWel und 100MWel Kraftwerk wurde das Heliostatenfeld als Rundumfeld entworfen. Der Astigmatismus, welcher die Änderung der Abbildsform bei schräger Einstrahlung darstellt, wird nicht berücksichtigt. Das Leistungsprofil des Sonnenabbildes ist glockenförmig angenommen, wobei der Radius vom Strahlfehler und der Distanz zum Target abhängt. Die Optimierung des Heliostatenfeldes hinsichtlich der spezifischen Kosten (€/kW_{th}) wurde in HFLCAL durchgeführt. Die Kosten sind dabei ausschließlich von den Heliostaten, vom Turm und dem Receiver abhängig. Optimierungsparameter waren dabei die Abstände der Heliostatenreihen zueinander, der Abstand, zu dem die Heliostaten verdichtet werden. Einen weiteren Optimierungsparameter stellt die Turm- bzw. Receivergröße dar. Hier wurde als Optimierungsalgorithmus der genetische Algorithmus verwendet. Die Felder wurden beide zum Auslegungszeitpunkt (21. März) ausgelegt. Die von ihnen insgesamt zu erbringende thermische Leistung wird durch die angestrebte Speichergröße von acht Stunden bei Turbinenvolllast festgelegt. Tabellen 4.2 und 4.3 zeigen die Wirkungsgrade der Heliostatenfelder für beide Kraftwerkgrößen.

| | Jan | Feb | Mar | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.230 | 0.262 | 0.230 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.332 | 0.397 | 0.413 | 0.397 | 0.332 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 7.00 | 0.000 | 0.310 | 0.404 | 0.452 | 0.468 | 0.473 | 0.468 | 0.452 | 0.404 | 0.310 | 0.000 | 0.000 |
| 8.00 | 0.387 | 0.444 | 0.476 | 0.490 | 0.495 | 0.497 | 0.495 | 0.490 | 0.476 | 0.444 | 0.387 | 0.350 |
| 9.00 | 0.465 | 0.488 | 0.501 | 0.509 | 0.513 | 0.514 | 0.513 | 0.509 | 0.501 | 0.488 | 0.465 | 0.449 |
| 10.00 | 0.493 | 0.506 | 0.515 | 0.523 | 0.527 | 0.528 | 0.527 | 0.523 | 0.515 | 0.506 | 0.493 | 0.485 |
| 11.00 | 0.504 | 0.515 | 0.525 | 0.532 | 0.536 | 0.536 | 0.536 | 0.532 | 0.525 | 0.515 | 0.504 | 0.499 |
| 12.00 | 0.507 | 0.518 | 0.528 | 0.536 | 0.538 | 0.539 | 0.538 | 0.536 | 0.528 | 0.518 | 0.507 | 0.502 |
| 13.00 | 0.504 | 0.515 | 0.525 | 0.532 | 0.536 | 0.536 | 0.536 | 0.532 | 0.525 | 0.515 | 0.504 | 0.499 |
| 14.00 | 0.493 | 0.506 | 0.515 | 0.523 | 0.527 | 0.528 | 0.527 | 0.523 | 0.515 | 0.506 | 0.493 | 0.485 |
| 15.00 | 0.465 | 0.488 | 0.501 | 0.509 | 0.513 | 0.514 | 0.513 | 0.509 | 0.501 | 0.488 | 0.465 | 0.449 |
| 16.00 | 0.387 | 0.444 | 0.476 | 0.490 | 0.495 | 0.497 | 0.495 | 0.490 | 0.476 | 0.444 | 0.387 | 0.350 |
| 17.00 | 0.000 | 0.310 | 0.404 | 0.452 | 0.468 | 0.473 | 0.468 | 0.452 | 0.404 | 0.310 | 0.000 | 0.000 |
| 18.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.331 | 0.397 | 0.413 | 0.397 | 0.331 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 19.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.230 | 0.262 | 0.230 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 20.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 21.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 22.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 23.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 24.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Tabelle 4. 2: Heliostatenfeld- Wirkungsgrade für das 100 MW_{el} Kraftwerk

| | Jan | Feb | Mar | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.180 | 0.214 | 0.180 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.298 | 0.377 | 0.402 | 0.377 | 0.298 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 7.00 | 0.000 | 0.284 | 0.405 | 0.480 | 0.503 | 0.508 | 0.503 | 0.480 | 0.405 | 0.284 | 0.000 | 0.000 |
| 8.00 | 0.390 | 0.484 | 0.534 | 0.551 | 0.554 | 0.554 | 0.554 | 0.551 | 0.534 | 0.484 | 0.390 | 0.339 |
| 9.00 | 0.529 | 0.568 | 0.582 | 0.587 | 0.589 | 0.589 | 0.589 | 0.587 | 0.582 | 0.568 | 0.529 | 0.502 |
| 10.00 | 0.584 | 0.599 | 0.609 | 0.616 | 0.617 | 0.617 | 0.617 | 0.616 | 0.609 | 0.599 | 0.584 | 0.571 |
| 11.00 | 0.603 | 0.615 | 0.626 | 0.634 | 0.636 | 0.636 | 0.636 | 0.634 | 0.626 | 0.615 | 0.603 | 0.596 |
| 12.00 | 0.609 | 0.621 | 0.632 | 0.641 | 0.644 | 0.643 | 0.644 | 0.641 | 0.632 | 0.621 | 0.609 | 0.602 |
| 13.00 | 0.604 | 0.615 | 0.626 | 0.634 | 0.636 | 0.636 | 0.636 | 0.634 | 0.626 | 0.615 | 0.604 | 0.596 |
| 14.00 | 0.584 | 0.599 | 0.609 | 0.616 | 0.617 | 0.617 | 0.617 | 0.616 | 0.609 | 0.599 | 0.584 | 0.571 |
| 15.00 | 0.529 | 0.568 | 0.582 | 0.587 | 0.589 | 0.589 | 0.589 | 0.587 | 0.582 | 0.568 | 0.529 | 0.502 |
| 16.00 | 0.390 | 0.484 | 0.534 | 0.551 | 0.554 | 0.554 | 0.554 | 0.551 | 0.534 | 0.484 | 0.390 | 0.339 |
| 17.00 | 0.000 | 0.284 | 0.405 | 0.480 | 0.504 | 0.508 | 0.504 | 0.480 | 0.405 | 0.284 | 0.000 | 0.000 |
| 18.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.298 | 0.378 | 0.402 | 0.378 | 0.298 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 19.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.180 | 0.214 | 0.180 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 20.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 21.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 22.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 23.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 24.00 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Tabelle 4. 3: Heliostatenfeld- Wirkungsgrade für das 50 MW_{el} Kraftwerk

| Anlagegröße | 250 MW _{th} | 500 MW _{th} |
|-------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Anzahl der Heliostate | 3876 | 8353 |
| gesamte Heliostatfläche | 470313,84 m ² | 1013553,02 m ² |
| Turmhöhe | 138,5 m | 169,7 m |
| Receiverneigung | 0° | 0° |

Tabelle 4. 4: Parameter des Heliostatenfeldes

4.2 Turmreceiver

4.2.1 Ergebnisse der Vorauslegung

Bei der Festigkeitsbetrachtung eines Receiverrohres muss stets die Festigkeitsbedingung erfüllt sein. Er ist daher so zu dimensionieren, dass die an der höchst beanspruchten Stelle herrschende maximal zu erwartende Belastung mit einem Sicherheitsfaktor S unterhalb der begrenzenden Festigkeitskennwerte der verwendeten Werkstoffe bleibt.

Für das Receiverrohr auf der Receivervorderseite, wo die maximale Strahlungsflussdichte auftritt, waren die Beanspruchungen zu ermitteln, die durch Innendruck und Temperatureinwirkung im Lastbetriebszustand in den Rohren entstehen.

Als Kompromiss zwischen Festigkeit und Wanddicke wurden folgende Dimensionen der Receiverrohre festgelegt. Innere Durchmesser ist mit Absprache mit DLR fest angenommen.

| | |
|----------------------------------|---------|
| Innendurchmesser D_i | 30 mm |
| Wandstärke W_d | 0,5 mm |
| Spaltabstand zwischen den Rohren | $D_i/2$ |

Tabelle 4. 5: Abmessung der Receiverrohre

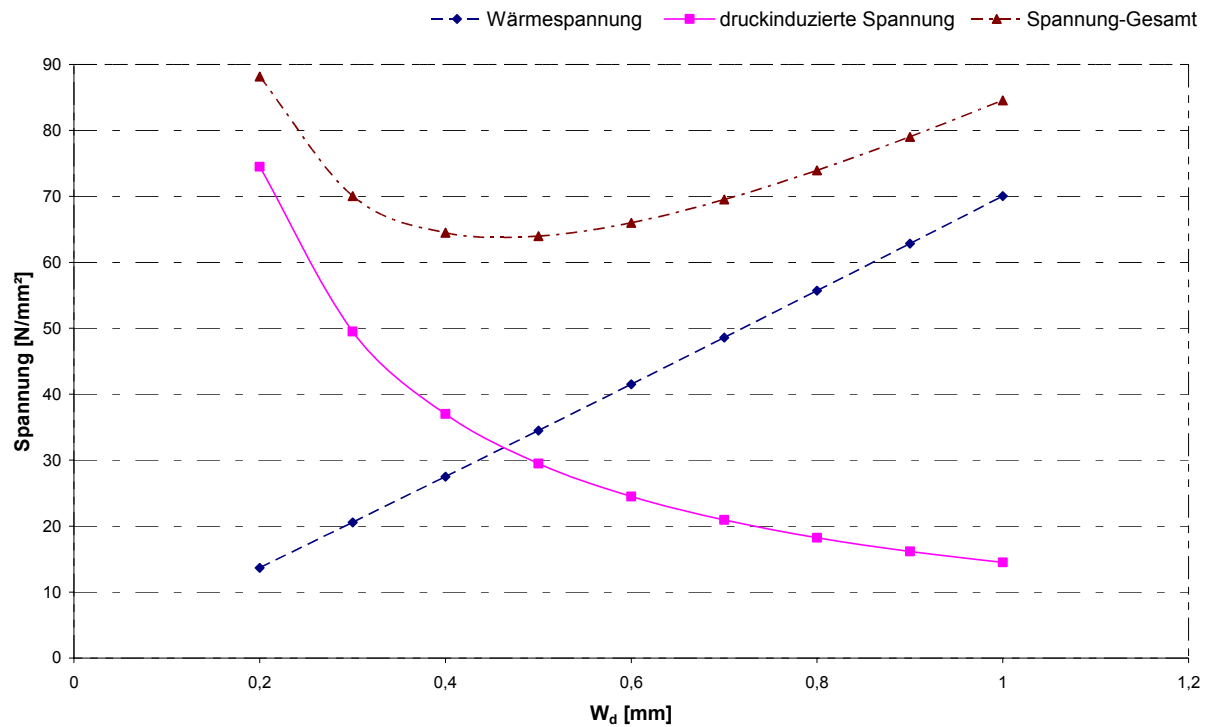


Diagramm 4. 1: Zusammenhang Wanddicke/ Spannung

Aus Diagramm 4.1 ist für Rohre mit verschiedenen Wandstärken die Wärmespannung sowie Druckinduzierte Spannung aus den entsprechenden Kurven ersichtlich. Es ist zu sehen, dass bei einer Wandstärke von 0,5 mm die geringste resultierende Spannung auftritt.

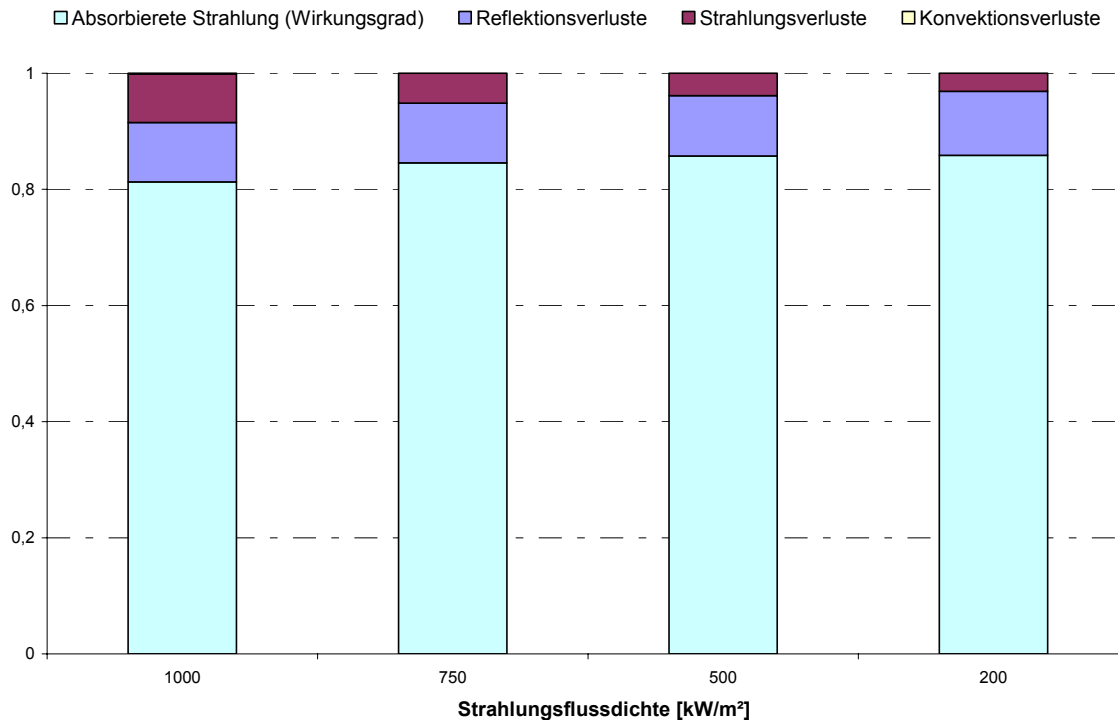


Diagramm 4. 2: Zusammenhang Strahlungsflussdichte/ Verluste

Wie in Abbildung 3.2 erläutert worden ist, wurde der Receiver in 4 Bereiche mit unterschiedlicher Strahlungsflussdichte unterteilt. Anschließend wurden für die verschiedenen Bereiche die Energiebilanzen aufgestellt. Zur Vereinfachung wurde dabei für jeden Bereich eine Konstante und homogene Wärmeflussdichte auf der Rohroberfläche angenommen. Diesen Bereichen wurden die folgenden Temperaturbereichen zugeordnet:

- $T_{1_ein} = 250^{\circ}\text{C}$, $T_{1_aus} = 300^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{Rohrwand}}=350^{\circ}\text{C}$)
- $T_{2_ein} = T_{1_aus}$, $T_{2_aus} = 400^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{Rohrwand}}=450^{\circ}\text{C}$)
- $T_{3_ein} = T_{2_aus}$, $T_{3_aus} = 550^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{Rohrwand}}=600^{\circ}\text{C}$)
- $T_{4_ein} = T_{3_aus}$, $T_{4_aus} = 800^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{Rohrwand}}=850^{\circ}\text{C}$)

Diagramm 4.2 zeigt die Energiebilanzen für den Rohrreceiver. Die Energieverluste und die Nutzwärmeleistung sind auf die Einstrahlungsleistung bezogen. Vergleicht man die Energiebilanzen der Rohrreceiver unter Einfluss unterschiedlicher Strahlungsflussdichte, dann fallen zunächst erhebliche Unterschiede auf. Es ist zu sehen, dass die Wirkungsgrade mit zunehmender Strahlungsflussdichte aufgrund der höheren Abstrahlung durch höhere Betriebstemperatur sinken. Die

Konvektionswärmeverluste hierbei sind zu vernachlässigen. Hierbei wurde folgenden Annahmen getroffen:

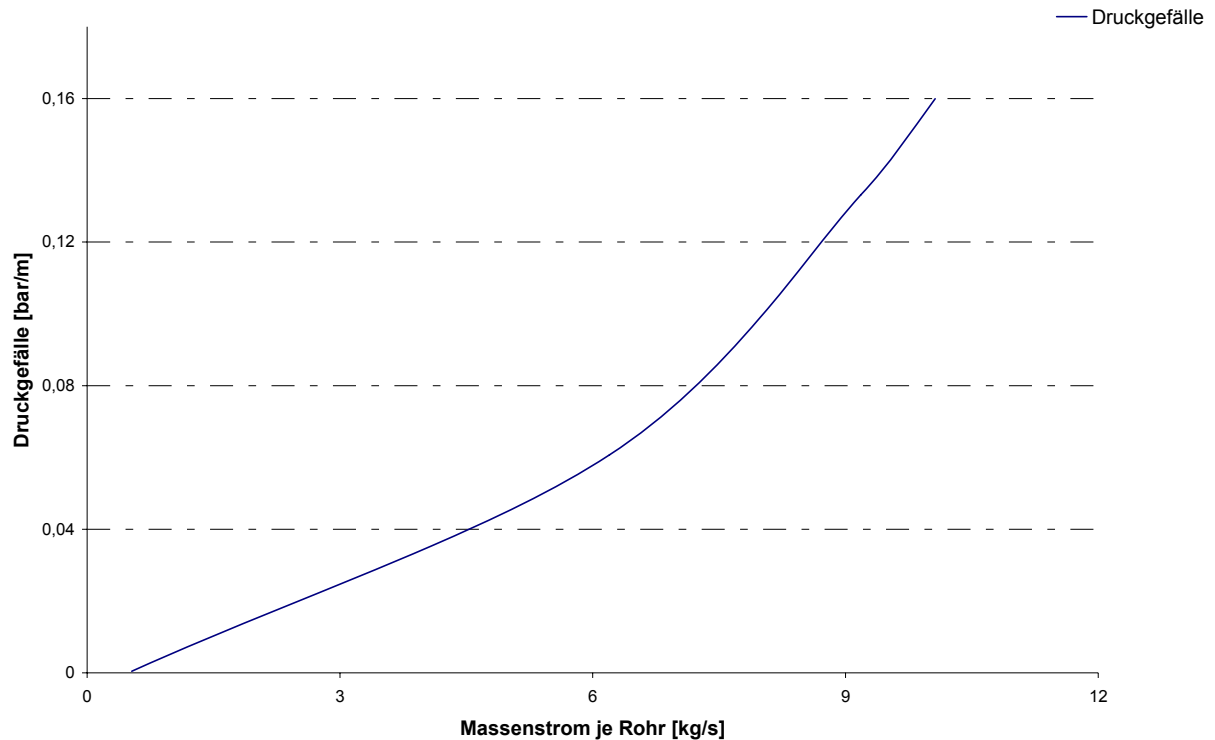


Diagramm 4. 3: Zusammenhang Massenstrom / Druckverlust

Der Widerstandsbeiwert des Receiverrohres sinkt mit zunehmender Strömungsgeschwindigkeit leicht ab (vgl. Colebrook- Diagramm, Bild 4-4).

Mit Hilfe dieser Widerstandsbeiwerte wurde das Druckgefälle in bar/m in Abhängigkeit vom Zinnmassenstrom je Rohr erfasst.

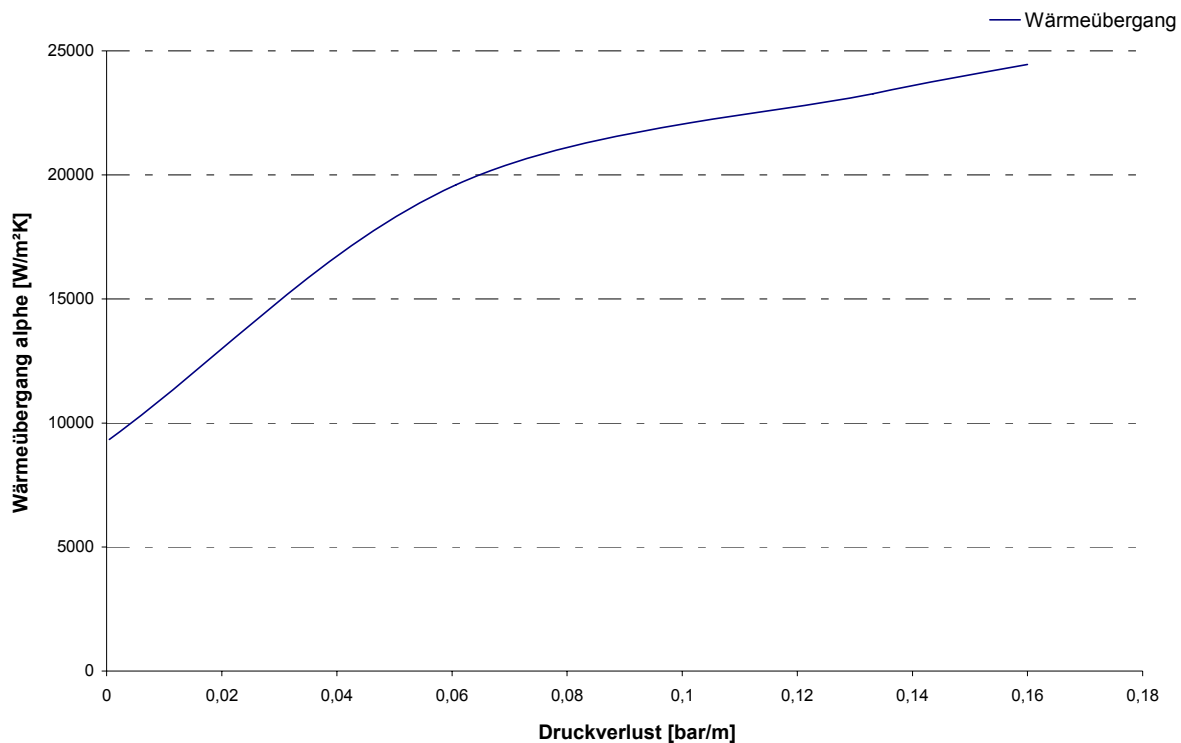


Diagramm 4. 4: Zusammenhang Druckverlust und Wärmeübergangskoeffizienten

Eine wichtige Frage für die Anwendung in Rohrrezeivern lautet, ob durch höhere Strömungsgeschwindigkeiten in Rohren der Gewinn an Wärmeübergang den Anstieg des Druckverlustes überwiegt. Denn höherer Druckverlust bedeutet, dass am Turmrezeivereintritt ein höherer Druck aufgebracht werden muss, was auf die Lebensdauer großen Einfluss hat. Der Zusammenhang zwischen Wärmeübergang und Druckverlust ist in Diagramm 4.4 dargestellt.

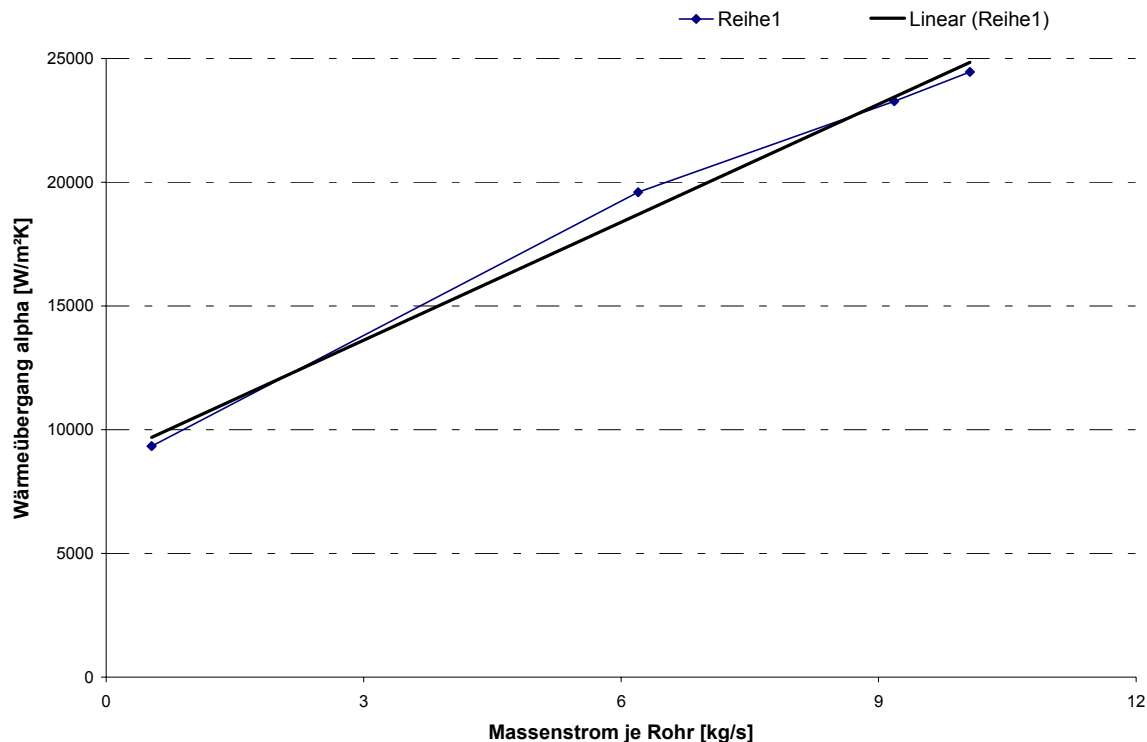


Diagramm 4. 5: Zusammenhang Massenstrom/ Wärmeübergangskoeffizient

In Diagramm 4.5 ist der Wärmeübergangskoeffizient über den Fluidmassenstrom grafisch dargestellt. Die Nußeltzahl hierfür wurde mit der Lyons- Korrelation errechnet. Es ist zu sehen, dass die notwendigen Wärmeübergangskoeffizienten mit akzeptablen Massenströmen und daraus resultierenden Druckverlusten erreichbar sind.

4.2.3 Receivergröße

Für das 50 MW_{el} Kraftwerk mit 8 h Speicher wurde die benötigte Leistung vor dem Receiver zum Auslegungszeitpunkt mit ca. 250MW berechnet. Dazu wurde ein zylindrischer 360°- Receiver mit einem Durchmesser von 11,52 m und einer Höhe von 11,96 m gewählt. Die Optimierung der Zielpunkte wurde in HFLCAL durchgeführt. Die Peaks der Strahlungsflussdichte konnten mit der in HFLCAL zur Verfügung stehenden Multiaiming- Strategie auf 1000kW/m² begrenzt werden. Bei der oben genannten Rohrdimensionierung werden insgesamt für den Receiver 778 Rohre benötigt. Für das 100 MW_{el} Kraftwerk wurden die Receiverabmessungen Höhe gleich 14,9 und Durchmesser gleich 15,3 m gewählt. Für dieses Kraftwerk werden 1034 Rohre benötigt.

4.2.4 Druckverlust

Die Druckverluste bei der Receiverdurchströmung liegen zum Auslegungszeitpunkt bei ca. 5,92 bar für den Receiver des 50 MW_{el} Kraftwerks und bei 8,11 bar für den Receiver des 100 MW_{el} Kraftwerks. Hierbei wurde die Annahme von fünf Modulen getroffen. (Abbildung 3.2)

4.3 Jahres Simulation

Die Jahressimulation wurde mit IPSEpro- PSE durchgeführt. Die während der Simulation variierenden Parameter wie DNI, Wirkungsgrade, Uhrzeit, Datum, Speicherbeschaltung, eingespeicherte Energie und Lastprofile der Turbine können durch eine Verknüpfung mit einer Excel- Datei schrittweise eingelesen werden. Die berechneten Ergebnisse werden schrittweise in Excel ausgegeben. Die Verknüpfung zwischen Excel und IPSEpro lässt sich mit einer VBA- Makro spezifisch gestalten.

4.3.1 Wetterdaten

Zur Simulation wurden die Datensätze der in Sevilla (Spanien) und Las Vegas (USA) real gemessenen stündlichen DNI-Werten verwendet. Stunden mit einem DNI von unter 30 W/m² bleiben unberücksichtigt.

4.3.2 Lastprofil

Der 8 h Speicher bietet den Vorteil, die Turbine weitgehend in Nennlast fahren zu können und damit hohe durchschnittliche Wirkungsgrade des Powerblocks zu erreichen. Im Diagramm 4.6 ist deutlich zu sehen, dass der Powerblock nach dem Sonnenuntergang und bei Wolkeneinbrüchen weiterhin Strom in Nennlastbetrieb produziert.

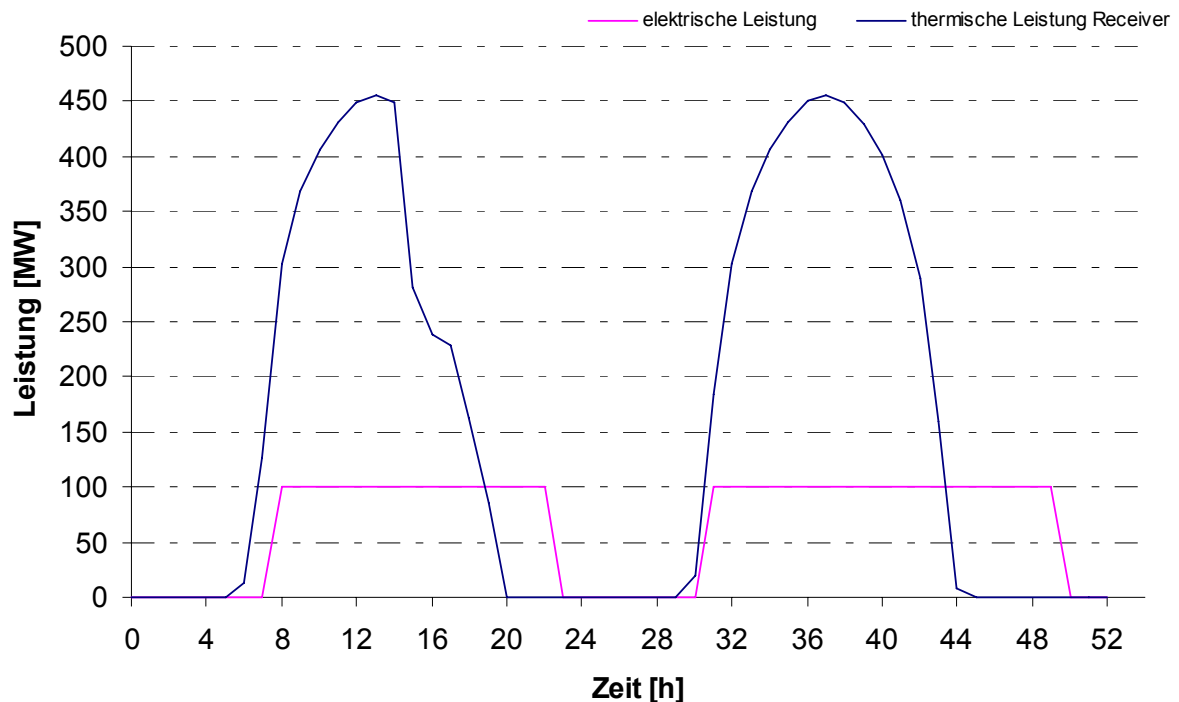


Diagramm 4.6: Leistungsprofil 20.06- 21.06

4.3.3 Jahreserträge und Betriebsverhalten

Es wurden Jahressimulationen unter mehreren verschiedenen Randbedingungen (alle 100MW_{el}) berechnet. Dabei wurden folgende Konfigurationen untersucht.

- Nr. 1- 7: 100 MW_{el} Solarturmkraftwerk mit Variation des minimalen DNI-Wert mit dem Ziel: ab welcher Wert soll das Kraftwerk eingeschaltet werden.
- Nr. 8-9: 100 MW_{el} Solarturmkraftwerk: Variation mit 7% mehr bzw. weniger jährlicher direkte Sonnenstrahlung;
- Nr.10: 100 MW_{el} -Kraftwerk; Simulation mit den Wetterdaten aus Las Vegas
- Nr. 11-12: 100 MW_{el} Solarturmkraftwerk: Variation mit 5% mehr bzw.5% weniger Receiverwirkungsgrad
- Nr. 13: 50 MW_{el} Solarturmkraftwerk

| Konfiguration Nr. | Fallbeschreibung | Jahresstrom-menge netto | Investitions- kosten | Betriebskosten | Stromge- stehungskosten |
|----------------------|------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------|----------------|----------------------------|
| | | [GWh/a] | [Mio. €] | [Mio. €/a] | [cent/kWh_el] |
| 1 | 100 Mwel (DNI>30) | 337,8 | 466,4 | 7,53 | 13,36 |
| 2 | 100 Mwe (DNI>50) | 337,3 | 466,4 | 7,53 | 13,37 |
| 3 | 100 Mwel (DNI>70) | 336,6 | 466,4 | 7,53 | 13,40 |
| 4 | 100 Mwel(DNI>100) | 335,2 | 466,4 | 7,53 | 13,46 |
| 5 | 100 Mwel (DNI>130) | 332,9 | 466,4 | 7,53 | 13,55 |
| 6 | 100 Mwel (DNI>170) | 329,2 | 466,4 | 7,53 | 13,70 |
| 7 | 100 Mwel (DNI >200) | 326,5 | 466,4 | 7,53 | 13,70 |
| 8 | 100 Mwel (7% mehr DNI) | 364,6 | 466,4 | 7,53 | 12,38 |
| 9 | 100 Mwel (7%weniger DNI) | 311,1 | 466,4 | 7,53 | 14,50 |
| 10 | 100Mwel (lasvegas- 15% mehr DNI) | 428,8 | 466,4 | 7,53 | 10,52 |
| 11 | 100Mwel (5% mehr rec-Wirkungsgrad, s=0) | 357,4 | 467,6 | 7,54 | 12,66 |
| 12 | 100 Mwel (5% weniger Rec-Wirkungsgrad, s=d) | 319,5 | 465,8 | 7,52 | 14,11 |
| 13 | 50 Mwel (DNI>30) | 177,7 | 235,3 | 4,23 | 13,05 |

Tabelle 4. 6: Jahresstrommenge und Stromgestehungskosten verschiedener Konfigurationen

Die ausführliche Diskussion über Betriebsverhalten und Stromgestehungskosten jeweiligen Konfigurationen ist in Kapitel 5.5 zu finden. Alle Konfigurationen mit den Produzierten Strommengen, Solarfeldspeicher und Kraftwerksbetriebsstunden sind detailliert in Tabelle 9.2 – 9.15 im Anhang wiedergegeben. Es wurden auch die resultierenden Stromgestehungskosten aufgeführt.

5 Ökonomische Analyse und Stromgestehungskosten

Im diesen Abschnitt werden die ausschlaggebenden Kosten der Stromgestehung berechnet. Die Stromgestehungskosten sind letzten Endes die bedeutsamsten Kenngrößen beim Vergleich verschiedener Entwürfe zur Stromerzeugung. Um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit des untersuchten Kraftwerks treffen zu können, müssen die Gestehungskosten für alle untersuchten Anlagevarianten ermittelt werden. Um die Kostenermittlung transparent ersichtlich zu halten, werden die Kosten zu jeder Anlagekomponente sowie durch den Betrieb entstehende laufenden Kosten aufgezeigt. Die ausführliche Auflistung sämtlicher Kosten für das untersuchte Kraftwerk befindet sich im Anhang.

5.1 Grundlagen

Eine generelle Differenzierung erfolgt durch Unterscheidung in Investitions- und Betriebskosten. Die Investitionskosten sind die Summe aus einmaligen, zu Beginn anfallenden Kosten. Dazu zählen die Kosten der Beschaffung von Sachvermögen und auch die Aufwendungen für finanzielle Wertschöpfung (Ingenieurleistungen, Gebühren, etc). Die Betriebskosten sind die laufenden, während des Betriebs anfallenden, Kosten des Solarkraftwerks. Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt nach VDI 2026. Grundlage der Berechnung ist die sogenannte „Annuitätsgleichung“ bei der die Investitionskosten auf die Abschreibungsdauer umgelegt werden. Die Stromgestehungskosten sind die durchschnittlich anfallenden Kosten einer kWh Strom nach der Vollkostenrechnung. Dabei wird zwischen der statischen und dynamischen Investitionsrechnung unterschieden. Die spezifischen Stromgestehungskosten werden im Rahmen dieser Arbeit mit einem dynamischen Modell der Investitionsrechnung, dem Annuitätenmodell, bestimmt. Dabei werden die eingesetzten Investitionskosten als gleichbleibende Rate, den sog. Annuitäten, auf die gesamte Laufzeit umgelegt. Die Höhe der Annuitäten ist dabei neben der Laufzeit vom Zinssatz p abhängig. Eine Annuität ergibt sich durch Multiplikation der gesamten Investitionskosten mit dem Annuitätsfaktor a .

$$a = \frac{\frac{P}{100} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right)^n}{\left(1 + \frac{P}{100}\right)^n - 1} \quad (5.1)$$

Die jährlichen Gesamtkosten werden durch die Summe aus Annuität und jährlichen Betriebskosten gebildet. Um zu den spezifischen Stromgestehungskosten zu gelangen, muss man die gesamten jährlichen Kosten auf den Netto-Jahresertrag umlegen.

$$K_{spez.} = \frac{a \cdot I_{ges} + B_{ges}}{W_{net}} \quad (5.2)$$

Bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung wird die Abschreibungsdauer gleich der Nutzungsdauer des Kraftwerks gesetzt. Diese wird aufgrund bestehender Erfahrungen /10, 11, 26/ für alle Komponenten des Solarkraftwerks zu 30 Jahren gewählt. Um eine Vergleichbarkeit mit vorausgegangenen Arbeiten /10,11/ zu ermöglichen, wird ein Kalkulationszinssatz von 7% verwendet. Für die Entsorgung wird angenommen, dass die Kosten durch den Verkauf der Materialien gedeckt sind.

5.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten wurden in folgende Untergruppen aufgeteilt, um einen Überblick über die anteiligen Kosten an den Gesamtkosten zu erhalten:

- Heliostatenfeld
- Gelände und Infrastruktur
- Turm
- Receiver
- Speicher
- Wärmeträgermedium; Zinn
- Maschinentechnik
- Elektro und Leittechnik
- Ingenieurleistung
- Sonstiges
- Reserve für Unvorhersehbares

Die Grundlage für die Abschätzung der Investitionskosten stammt weitgehend aus bereits geplanten Solarkraftwerkprojekten. Die Kosten allgemeiner Kraftwerkskomponenten, wie zum Beispiel die Maschinentechnik, konnten teilweise aus Erfahrungen von realisierten Kraftwerken übernommen werden. Dennoch sind dies nur erste Abschätzungen, die als Richtwert dienen können. Bei allen Kostenannahmen stand die Vergleichbarkeit mit anderen Kraftwerkstypen im Vordergrund. Hierzu zählen vor allem ein reines Parabolrinnenkraftwerk und Kombiniertes Solarkraftwerk /11/.

5.2.1 Heliostatenfeld

Die Investitionskosten für das Heliostatenfeld umfassen die Kosten für alle Heliostaten inkl. Fundament, Sensorik und Aktorik, Verkabelung und Aufstellung. Die Kosten werden auf die Spiegelfläche bezogen. Die spezifische Kosten für den verwendeten Heliostatentyp der Firma Suncular belaufen sich auf 130 €/m². Die benötigten Stückzahlen liegen bei 50 MW_{el} Anlage bei 3879 Heliostaten und bei der 100 MW_{el} –Anlage bei 8797 Heliostaten. Die Kosten für die untersuchten Felder sind in Tabelle 5.1 aufgeführt.

| | Anzahl Heliostate | Spiegelfläche [m ²] | Kosten [Mio. €] |
|----------------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
| 50 MW_{el} | 3876 | 470313,82 | 61,14 |
| 100 MW_{el} | 8353 | 1013553,02 | 131,76 |

Tabelle 5. 1: Aufstellung der Kosten für den Heliostatenfeld

5.2.2 Gelände und Infrastruktur

Neben dem Heliostatenfeld, das die größte Fläche des Geländes einnimmt, benötigen das Maschinenhaus, Gebäude für die Verwaltung, der Turmreceiver und weitere Einrichtungen ebenfalls Geländeflächen. Der Landbedarf für das Heliostatenfeld wird nach /10,11/ wie folgt berechnet.

$$\text{Geländefläche} = \text{Heliostatenfläche} \times 1,3 + 0,18 \text{ km}^2 \quad (5.3)$$

Es wurde ein Preis von 0,75 €/m² angenommen.

5.2.2 Turm

Der Turm kann als Stahlgitter oder Stahlbetonbauweise ausgeführt werden. Die Kosten für die mit HFLCAL optimierte Turmhöhe werden mit der zur Optimierung verwendeten Korrelation berechnet.

$$K_{Turm} = 552000 \cdot e^{\left(\frac{Höhe_{Turm}[m]}{100}\right)} [\text{€}] \quad (5.4)$$

5.2.3 Receiver

Für einen einfach gehaltenen Rohrreceiver mit senkrechten parallelen Rohren wurde veranschlagt, dass die Kosten das Dreifache des Materialpreises plus hundert Euro pro Rohr für Schweißarbeiten und Installation betragen. Der Materialpreis für die Receiverrohre aus INCONEL 617 beträgt ca. 100 €/kg. Die Bemessung der Receiver wurde in HFLCAL optimiert. Ziel war die Beibehaltung der Flusssichte auf der Receiveroberfläche.

5.2.4 Speicher

Die Kosten für den Langzeitspeicher wurden mit 50 €/kWh /10,19/ angesetzt. Damit bestehen ca. 25% der Gesamtinvestitionskosten aus Speicherkosten.

| | Speicher Kapazität [kWh] | Mio. € |
|----------------------------|--------------------------|--------|
| 50 MW_{el} | 1174828,71 | 58,74 |
| 100 MW_{el} | 234965,7,43 | 117,48 |

Tabelle 5. 2: Aufstellung der Kosten für den Speicher

5.2.5 Wärmeträgermedium Zinn

Zinnpreis an der Londoner Metallbörse

Dollar je Tonne



Abbildung 5. 1: Kostenentwicklung von Zinn

Die Kosten für das Wärmeträgermedium Zinn wurde mit 10000 €/t angesetzt. Die Kosten von Zinn sind abhängig von der Nachfrage für zinnhaltige Lötmittel. So waren innerhalb dieser Arbeit Schwankungen zwischen 8000 \$/t und 14000 \$/t zu sehen.

Die größten Kosten des Wärmeträgermediums werden verursacht durch die im Speicher gelagerte Masse an Zinn. Hierbei wurde eine Kugelpackungsdichte von 0,1 angenommen. Es ist zu untersuchen, ob nicht anstatt der direkten Speicherung eine Speicherung über wirtschaftlicher wäre.

| | Masse Zinn (gesamt) [t] | Receiver [t] | Speicher[t] | Leitungen [t] | Mio. € |
|----------------------------|----------------------------|--------------|-------------|---------------|--------|
| 50 MW_{el} | 1702 | 43,5 | 1407,14 | 249,86 | 17,02 |
| 100 MW_{el} | 3574 | 61,03 | 3015,01 | 497,72 | 35,74 |

Tabelle 5. 3: Aufstellung der Kosten für das Wärmeträgermedium

5.2.6 Maschinentechnik

Zur Maschinentechnik zählt in erster Linie der Turbosatz einschließlich Kondensator, Vakuumpumpen, Kondensatorpumpe, , Schmiersystem, Generator Kühlung, und die zugehörigen Steuer- und Regelungseinrichtungen. Die Kosten werden mit 650 €/kW

angenommen. Die verwendete Leistungsstärke der Turbine neben den Beschaffungskosten sind in Tabelle 5.4 beschrieben /19, 10, 11/.

| | Leistung [kW] | Mio. € |
|----------------------------|---------------|--------|
| 50 MW_{el} | 50000 | 32,5 |
| 100 MW_{el} | 100000 | 65,0 |

Tabelle 5. 4: Aufstellung der Kosten für die Maschinentechnik

5.2.7 Elektro- und Leittechnik

Die Investitionskosten für die Elektrotechnik beinhalten die Kosten der Transformatoren, Leistungsschaltanlagen, Stromversorgung, Kabel, Beleuchtungs-, Kommunikation- und Blitzschutzeinrichtung. Die Leittechnik verbindet die Kraftwerksleitwarte mit der EDV-Anlage und Einrichtungen zur Steuerung der Solarfelder und des Turbosatzes. Die Kosten werden mit 7 Mio. Euro /26/ für das 50MW_{el}-Kraftwerk und 12 Mio. Euro für die 100MW_{el}-Anlage angenommen.

5.2.8 Sonstiges

Diese Kosten umfassen einerseits sonstige bautechnische Anwendungen wie Gebäude, Lagerhallen und Straßen bzw. Wege auf dem Gelände. Andererseits werden hier die Speisewasseraufbereitungsanlage, eine Meteostation und die Gerätschaften zur Spiegelfeldreinigung berücksichtigt. Diese Kosten wurden nach /26/ für das 50MW_{el}-Kraftwerk auf 15 Mio. Euro und das größere Kraftwerk auf 20 Mio. geschätzt.

5.2.9 Ingenieurleistung

Die Kosten für Entwicklung, Bauaufsicht, Inbetriebnahme und weitere Management-Aktivitäten werden hier zusammengefasst, um eine schlüsselfertige Anlage zu erstellen. Es werden 10% der Gesamtinvestition hierfür angenommen.

5.2.10 Reserve

Diese wird mit 10% der Investitionskosten ohne Ingenieurleistung angenommen.

5.2.11 Gesamtsystem

Es ergeben sich die in Tabelle 5.5 aufgeführten Gesamtkosten für die untersuchten Kraftwerkskonfigurationen.

| | Leistung [kW] | Mio. € |
|----------------------------|---------------|--------|
| 50 MW_{el} | 50000 | 235,28 |
| 100 MW_{el} | 100000 | 466,44 |

Tabelle 5. 5: Gesamtinvestitionskosten der untersuchten Kraftwerkskonfigurationen

5.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus Personalkosten, Wartungs-/ Reparaturkosten und Versicherungskosten zusammen.

5.3.1 Personalkosten

Die Personalkosten werden auf Grundlage von /10,11/ unter Berücksichtigung des aktuellen Lohnniveaus in Spanien zusammengestellt. Für das 50MW_{el}- Kraftwerk werden 35 Beschäftigte benötigt. Die Personalkosten werden auf 1 Mio. Euro angesetzt. In die Personalkosten gehen auch die zur Reinigung des Heliostatenfeldes anfallenden Kosten mit ein. Für das 100MW_{el}-Kraftwerk ergeben sich weitere Kosten in Höhe von 0,3 Mio. Euro für zusätzliche Beschäftigte.

5.3.2 Wartungs- und Reparaturkosten

Die Aufwendungen für die Wartung- /Instandhaltung der Gebäude, des Turms mit Receiver, Dampferzeugersystem, der Maschinentechnik, der Elektro- und Leittechnik finden hier Berücksichtigung. Die Abschätzung wurde von /10/ übernommen. Diese wurde zu einem Prozent der Investitionskosten abgeschätzt.

5.3.3 Versicherungskosten

Als Kosten für die Versicherung werden 0,45% p.a. der Investitionskosten der Anlage abgeschätzt.

5.3.4 Overheadkosten

Die Kosten für Büromaterial, Weiterbildung, Kommunikation, Dienstreisen und Datenauswertung zählen zu den Overheadkosten. Anhand von Erfahrungswerten /10,26/.

Während des Betriebs von bestehenden Kraftwerken werden dafür 176000 Euro angenommen.

5.4 Stromgestehungskosten

Basierend auf den zuvor dargestellten und abgeschätzten Betriebs- und Investitionskosten werden die spezifischen Stromgestehungskosten berechnet. In Tabelle 5.1 sind die ermittelten Stromgestehungskosten dargestellt. Bei zunehmender Leistung steigen die spezifischen Investitionskosten in geringen Maßen, weil die optischen Wirkungsgrade des Heliostatenfeldes in Abhängigkeit der Feldgröße aus physikalischen Gründen mit zunehmenden Abmessungen sinken.

| Kraftwerk | Spezifischen Stromgestehungskosten [cent/kWh] |
|---------------------------|-----------------------------------------------|
| 50MW_{el} | 13,05 |
| 100MW_{el} | 13,36 |

Tabelle 5. 6: Stromgestehungskosten der untersuchten Kraftwerkskonfigurationen

| Investitionskosten [Mio €] | 466,44 | Jährliche Kosten [Mio €] | Prozentuale Anteil [%] |
|------------------------------------------|--------|--------------------------|------------------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 | 4,39 | 19,03 |
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 | 0,04 | 0,16 |
| Zinn [Mio €] | 35,74 | 1,19 | 5,16 |
| Receiver [Mio €] | 1,97 | 0,07 | 0,28 |
| Turm [Mio €] | 3,01 | 0,10 | 0,44 |
| Speicher [Mio €] | 117,48 | 3,92 | 16,97 |
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 | 2,17 | 9,39 |
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 | 0,40 | 1,73 |
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 | 1,17 | 5,09 |
| Sonstiges [Mio €] | 20,00 | 0,67 | 2,89 |
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 | 1,44 | 6,23 |
| Betriebskosten [Mio €/a] | | 7,53 | 32,63 |
| jährliche Kapitalkosten | | 15,55 | 67,37 |
| jährliche Gesamtkosten | | 23,08 | 100,00 |

Tabelle 5. 7: Kostenauflistung (jährliche Kosten)

5.5 Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden sollen die Auswirkungen mancher Parameter auf die Stromgestehungskosten des Solarturmkraftwerks dargestellt werden.

5.5.1 Investitions- und Betriebskosten

Der Anteil der Annuität der Investitionskosten an den jährlichen Kosten bei der untersuchten Solarturmkraftwerk überwiegt den Anteil der Betriebskosten. Folglich reagieren die Stromgestehungskosten empfindlicher auf die Variation der Investitionskosten. Die Betriebskosten wurden zum großen Teil proportional zu den Investitionskosten angenommen.

Nach der detaillierten Untersuchung der Investitionskosten ist zu sehen, dass die flächenspezifischen Heliostatenkosten annähernd gleiche Auswirkung auf die Stromgestehungskosten besitzen, wie die speicherspezifischen Kosten.

Das spezifischen Kosten des Wärmeträgermediums Zinn haben auch große Auswirkung auf die Stromgestehungskosten.

Diagramm 5.1 zeigt den Einfluss dieser Kosten auf die Stromgestehungskosten.

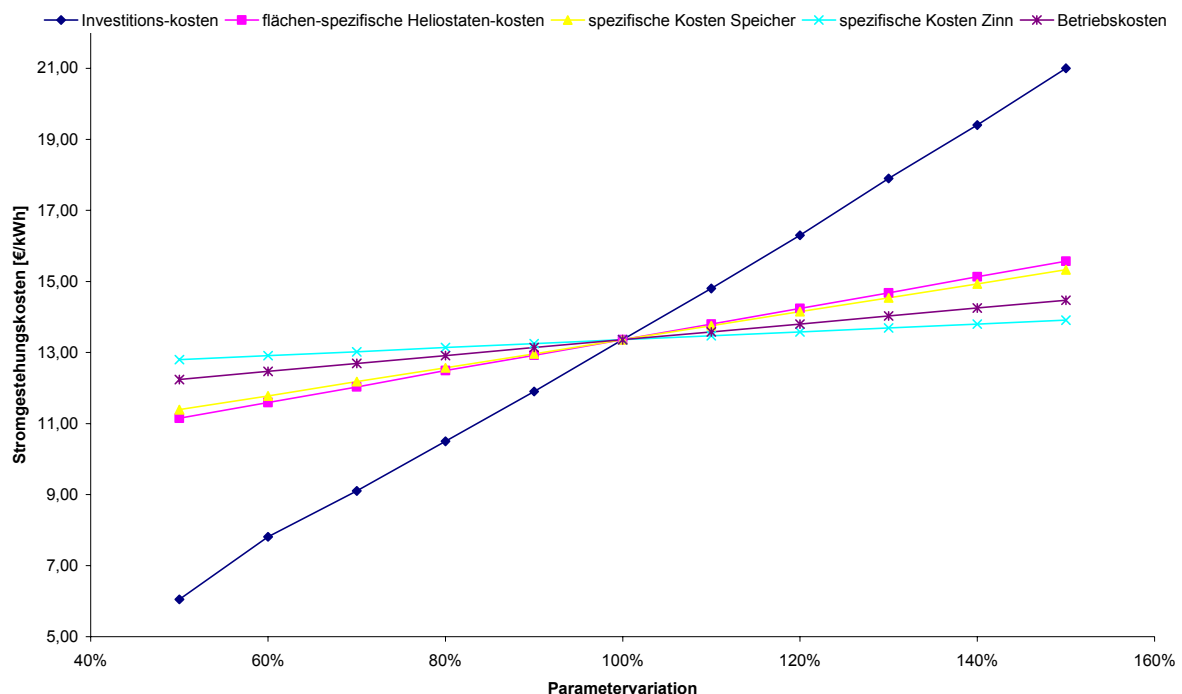


Diagramm 5. 1: Einfluss der Investitionskosten und Betriebskosten auf die Stromgestehungskosten

5.5.2 Finanzparameter

Durch höheren Zinsen steigen die Stromgestehungskosten linear an. Eine längere Lebensdauer und Abschreibungsdauer der Komponenten führt dagegen zu leichter Absenkung der Stromgestehungskosten. Es ist aber zu beachten, dass eine längere Lebensdauer wahrscheinlich zu höheren Investitionskosten führt. Diagramm 5.2 zeigt Einflüsse der Finanzparameter.

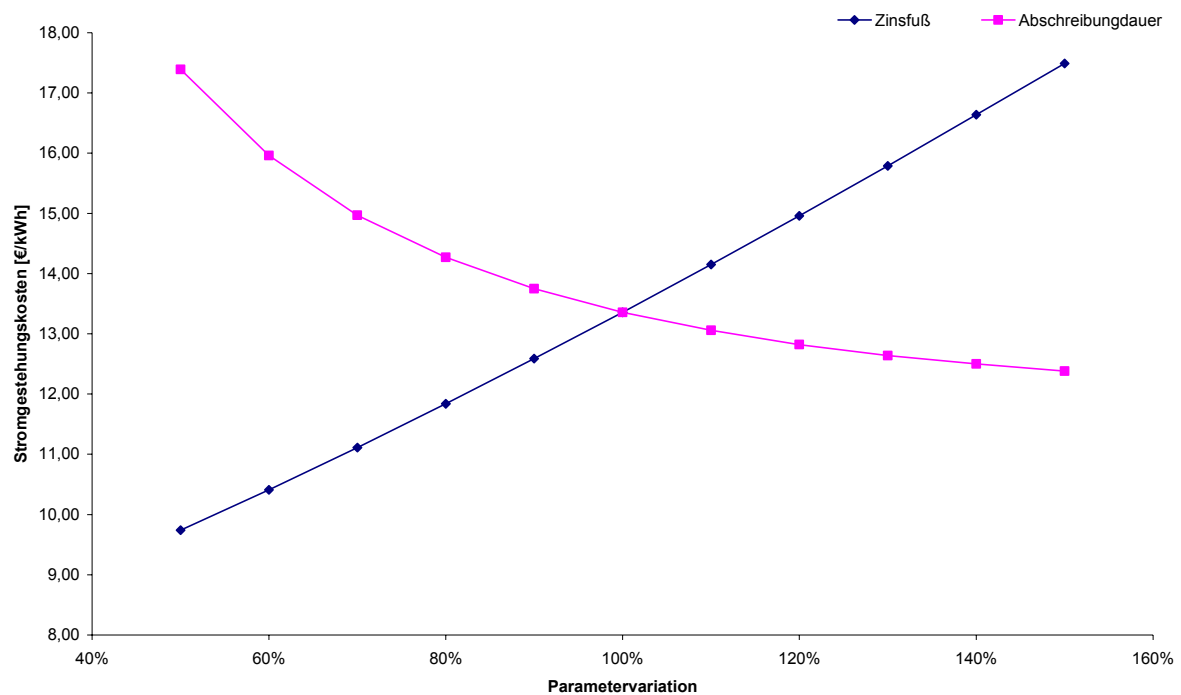


Diagramm 5. 2: Einfluss der Finanzparameter auf die Stromgestehungskosten

5.5.3 Jahresstrommenge

Bei Annahme besserer Anlagekomponenten und dadurch effektiver erzeugter Jahresstrommenge können die Stromgestehungskosten gesenkt werden. Es ist ersichtlich, dass sich eine Verringerung der produzierten Jahresstrommenge stärker auf die Stromgestehungskosten auswirkt.

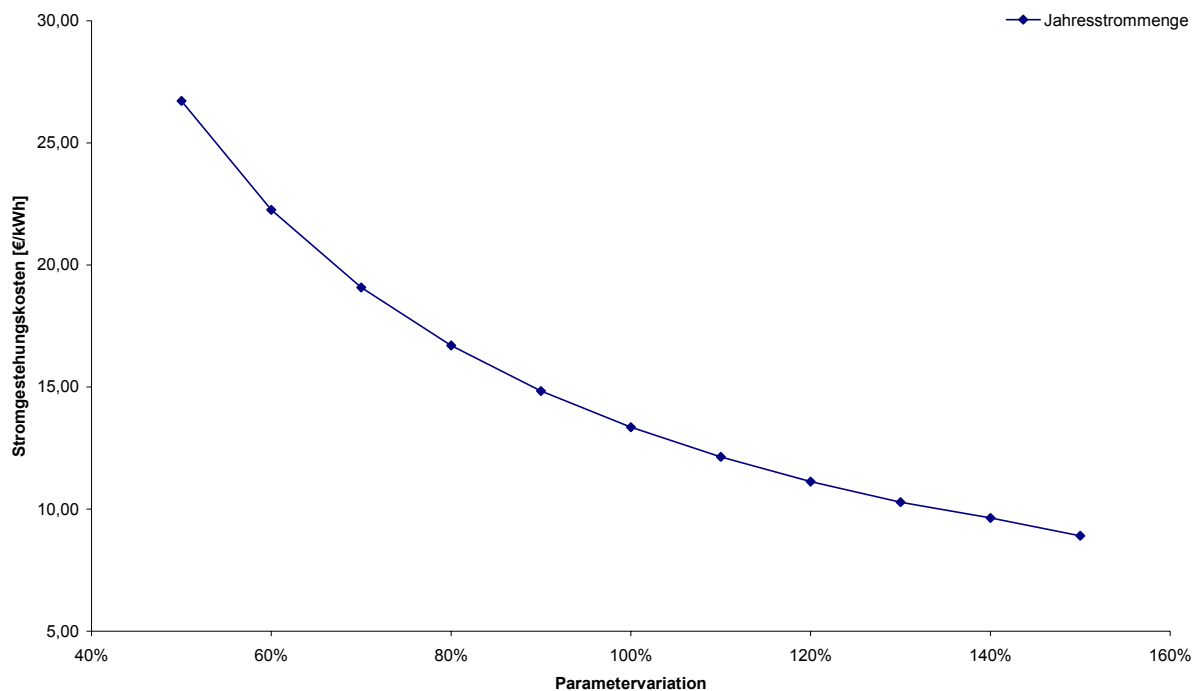


Diagramm 5. 3: Einfluss der Jahresstrommenge auf die Stromgestehungskosten

5.5.4 Jährliche Direktstrahlungssumme

Bei Annahme eines Standortes mit höherer jährlicher Direktstrahlungssumme als Sevilla kann die Jahresstrommenge gesteigert und damit die Stromgestehungskosten gesenkt werden.

Es wurden weitere Jahressimulationen durchgeführt, um die Auswirkungen von jährlicher Direktstrahlungssumme auf die Stromgestehungskosten anschaulich zu machen.

Folgende Variationen wurden ausgehend vom 100MWel- Kraftwerk mit Speicher (Konfiguration 1) berechnet.

- Konfiguration 8: Erhöhung der Jahres Direktstrahlungssumme um 7%. Die Stromgestehungskosten fallen um 10,2%.
- Konfiguration 9: Verringerung der Jahres Direktstrahlungssumme um 7%. Es wird eine Steigerung der Stromgestehungskosten um 10,4% erwartet.
- Konfiguration 10: Jahres Simulation mit den Wetterdaten von Las Vegas (~15%). Die Stromgestehungskosten sinken um 21,25%

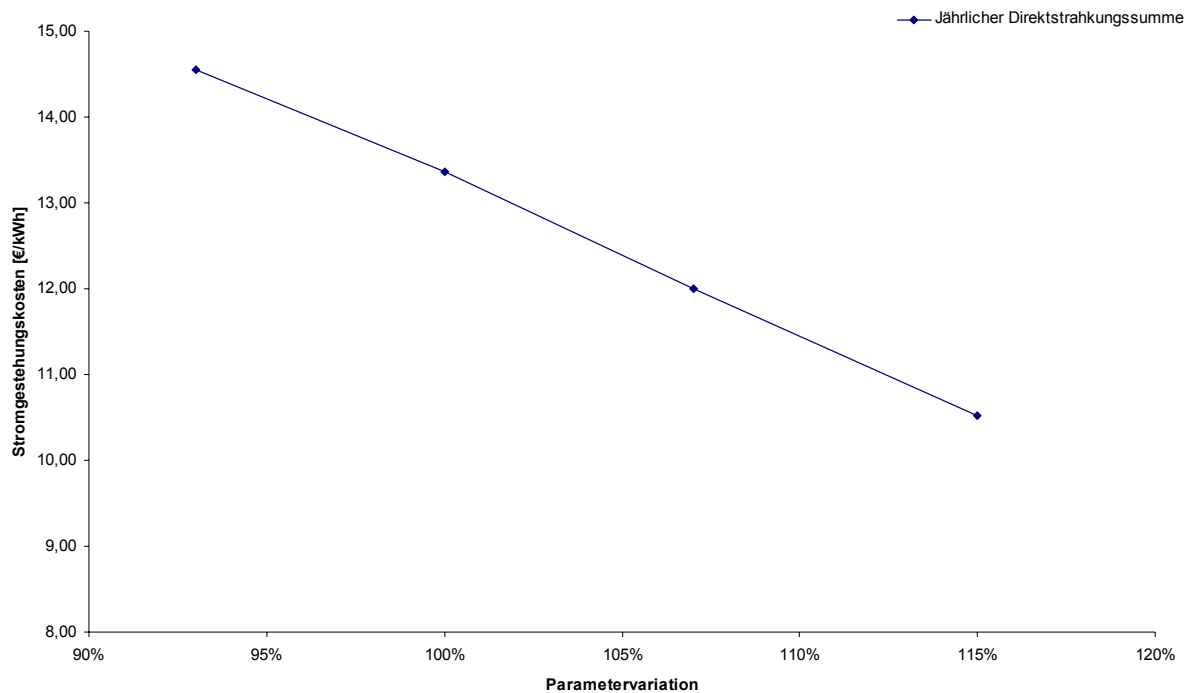


Diagramm 5. 4: Einfluss der jährlichen Direktstrahlungssumme auf die Stromgestehungskosten

5.5.5 Minimaler DNI- Wert für den Einschaltzeitpunkt

In diesem Abschnitt werden weitere Jahressimulationen gemacht, um zu zeigen, welcher min. DNI- Wert als Grenzwert für den Einschaltzeitpunkt der Anlage gesetzt werden muss. Ein DNI von 70 W/m² scheint sinnvoll für den Einschaltzeitpunkt.

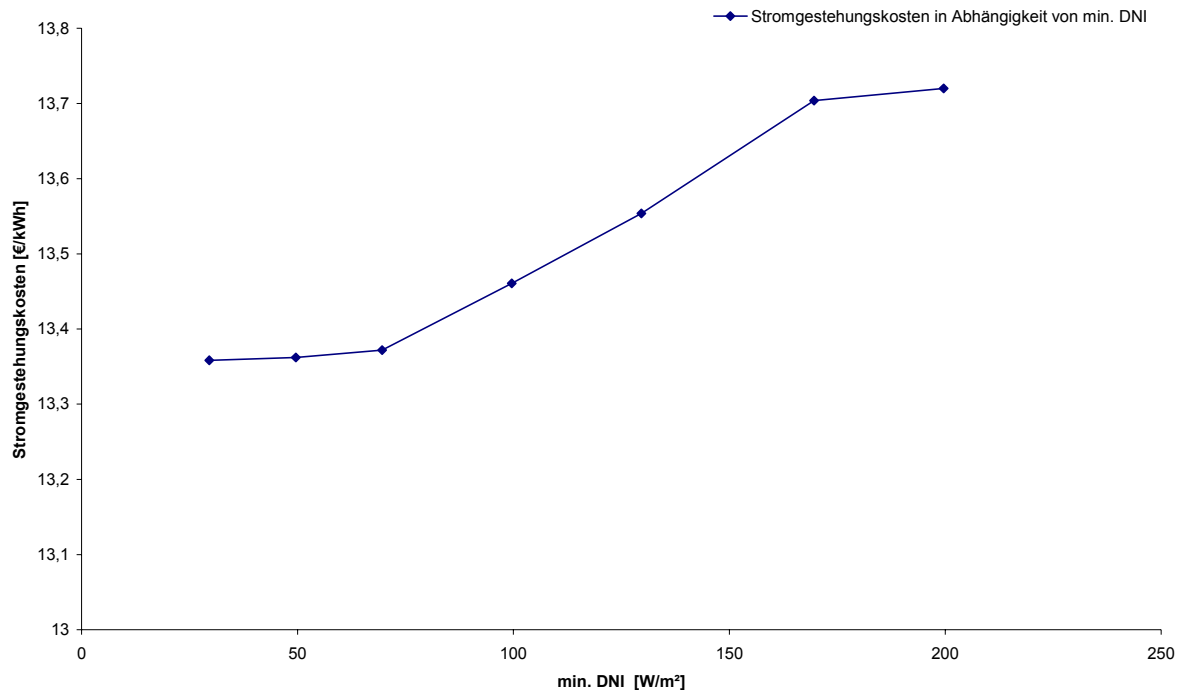


Diagramm 5. 5: Einfluss des minimalen DNI-Wert auf die Stromgestehungskosten

5.5.6 Receiverwirkungsgrad und Anzahl der Rohre

Des Weiteren wurden Jahressimulationen durchgeführt, um die Auswirkung des Receiverwirkungsgrades auf die erzeugte Jahresstrommenge und die Stromgestehungskosten abzuschätzen. Die Spiegelfläche wurde durch die Anzahl der Heliostaten an die Speicheranforderung für den Auslegungszeitpunkt in HFLCAL optimiert.

Folgende Variationen wurden ausgehend von der 100MWel Solarturmkraftwerk für den Standort Sevilla (Konfiguration Nr.1) berechnet.

- Konfiguration 11: Der Receiverwirkungsgrad wurde um 5% erhöht. Die Stromgestehungskosten sinken um 5,4%
- Konfiguration 12: Der Receiverwirkungsgrad wurde um 5% verringert. Die Stromgestehungskosten steigen um 5,6%

Durch verschiedene Rohranordnungen (unterschiedliche Rohranzahl) kann der Receiverwirkungsgrad optimiert werden.

Diagramm 5.6 veranschaulicht den Einfluss des Receiverwirkungsgrads und der Rohranzahl auf die Stromgestehungskosten. Insgesamt lässt sich sagen, dass die zusätzlichen Kosten für mehr Rohre zu Gunsten eines besseren Receiverwirkungsgrades sinnvoll ist, um die Stromgestehungskosten zu senken. Dies konnte durch unterschiedliche Receiverschaltungen und Untersuchen der Spaltabstände optimiert werden.

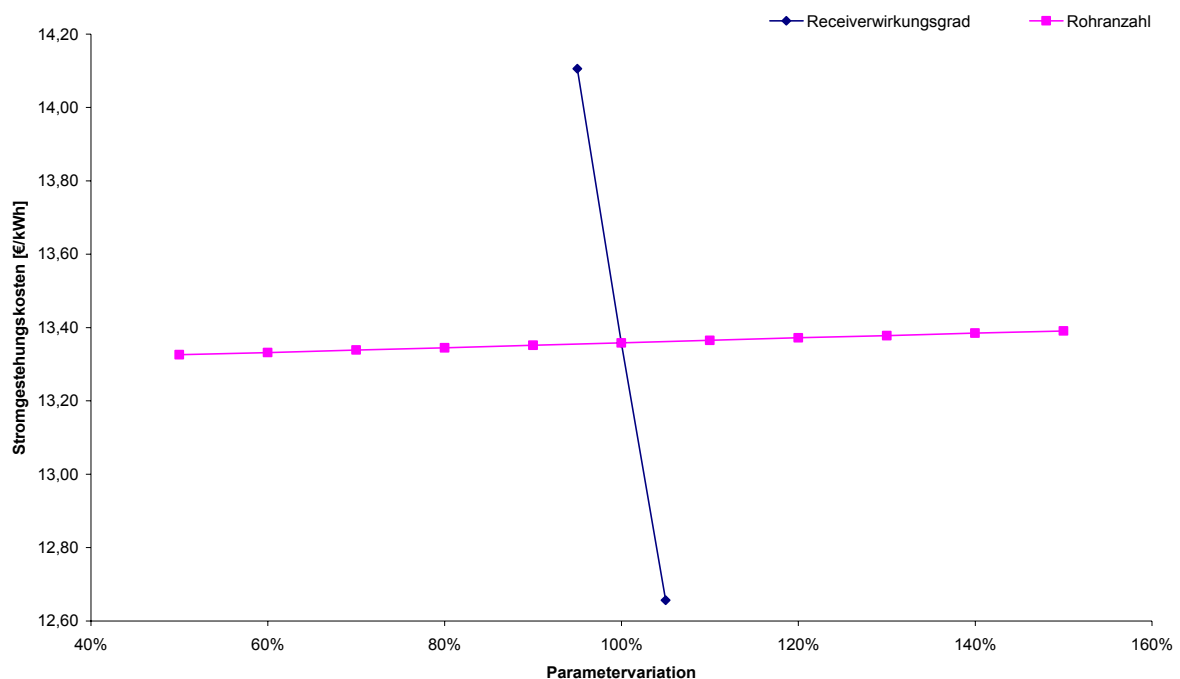


Diagramm 5. 6: Einfluss von Receiverwirkungsgrad und Rohranzahl auf die Stromgestehungskosten

5.5.7 Vergleich mit anderen Optionen zur Strombereitstellung

In diesem Abschnitt werden die Stromgestehungskosten des von dieser Arbeit untersuchten Turmkraftwerks mit Vergleichsreferenzen verglichen. Das reine Parabolrinnenkraftwerk, Kombiniertes Solarkraftwerk als Hauptreferenz, sowie konventionelle Kraftwerke und weitere Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen werden als Referenzanlagen zur Stromerzeugung angenommen. Die Stromgestehungskosten eines Kombiniertes Solarkraftwerks zur Dampferzeugung konnten von /10/ übernommen werden. Die dort untersuchte Kraftwerkgröße von

100MW_{el} mit 7 h Speicher entspricht in etwa der der hier untersuchten Kraftwerke. Die angegebenen Stromgestehungskosten von /11/ liegen geringfügig unterhalb der Kosten für das Solarturmkraftwerk mit überkritischem Dampf. Eine erhebliche Reduzierung der Stromgestehungskosten durch diese Technologie konnte somit nicht nachvollzogen werden. Gründe dafür sind die höheren spezifischen Kosten des Wärmeträgermediums sowie die höheren spezifischen Kosten der Maschinentechnik wegen zwei Kreisläufen. Da aber die größten Kosten des Wärmeträgermediums durch die im Speicher gelagerte Masse an Zinn verursacht werden, besteht hier das größte Potential zur Senkung der Stromgestehungskosten. Vergleich der Stromgestehungskosten ist zu beachten, dass das kombiniertes Solarkraftwerk mit einem 7 h Speicher, Wasser als Wärmeträgermedium und nur ein Kreisprozesses vorgesehen war. Die Stromgestehungskosten aller Technologien sind in Diagramm 5.7 veranschaulicht /10,11, 25, 26, 27/.

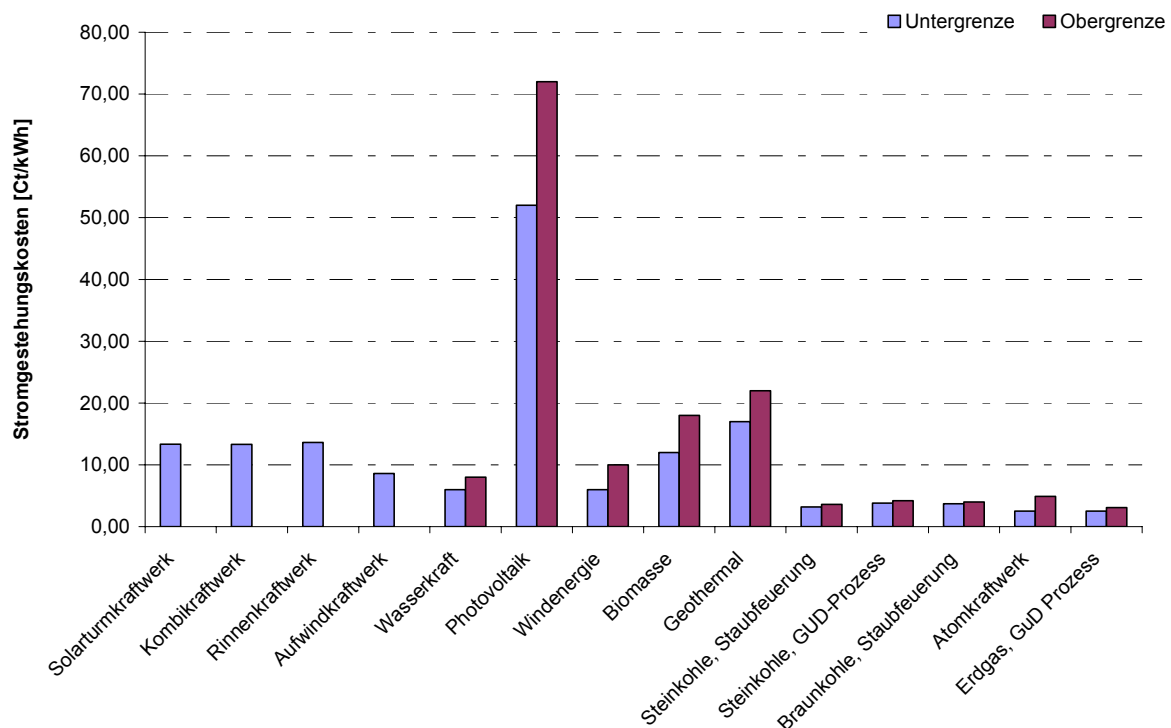


Diagramm 5. 7: Vergleich der Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien

| Kraftwerksgröße | Barth [8] 10MW _{el} ohne Speicher | Wittmann [11] 100MW _{el} ohne Speicher | Dan Bauer (Kombi Kraftwerk) 50MW _{el} mit 7h Speicher | vorliegende Arbeit 100MW _{el} mit 8h Speicher | Quellen Weinrebe /26/: PHOEBUS, 30MW _{el} |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Allgemein: | | | | | |
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 | 30 | 30 | 30 | |
| Zinssatz [%] | 7 | 7 | 7 | 7 | |
| Investition: | | | | | |
| Gelände und Infrastruktur [€/m ²] | 0,4 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | Weinrebe /26/: 0,75 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1.3*Heliostatenfläche+180000 | 1.3*Heliostatenfläche+180000 | 1.3*Heliostatenfläche+180000 | 1.3*Heliostatenfläche+180000 | Bauer /10/ |
| Parabolrinnen Landbedarf [m ²] | | | 3*Aperturfläche | | |
| Heliostaten [€/m ²] | 130 | 130 | 130 | 130 | |
| Receiverkosten | | | Materialpreis*3 + 10€/Rohr für Schweißarbeiten und Installation | Materialpreis*3 + 100€/Rohr für Schweißarbeiten und | Uhlig /31/, Buck /29/ |
| Turm [€] | 18000 €/m | 410000*e^(1.2+Höhe[m]/110) | 552000*e^(Höhe[m]/100) | 552000*e^(Höhe[m]/100) | Weinrebe /26/: 28T€/m; Wittmann /11/: Hfical |
| Wärmeträgermedium | | | | 10000 €/T | Vorliegende Arbeit: Hfical |
| Parabolrinnenfeld [€/m ² Aperturfläche] | | | 200 | | Kommerzbank /18/ |
| Speicher [€/kWh] | | | 50 (50-100) | 50 (50-100) | Eck /30/ |
| Maschinentechnik | 6 Mio. € | 700€/kW _{el} | 400€/kW _{el} | 650€/kW _{el} | /19/ |
| Ingenieurleistungen | 3 Mio. € | 10% der Investitionskosten | 10% der Investitionskosten | 10% der Investitionskosten | Weinrebe /26/: 400€/kW _{el} |
| Elektro- und Leittechnik | 0 | 0 | 7 Mio. € | 10 Mio. € | Weinrebe /26/: 6,7% der Investitionskosten |
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) | 3 Mio. € | 0 | 15 Mio. € | 30 Mio. € | Weinrebe /26/: 7 Mio. € |
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten | 0 | 0 | 10% der Investitionskosten | 10% der Investitionskosten | Weinrebe /26/: 18,8 Mio. € |
| Betriebskosten | | | | | |
| Personal inkl Reinigung [€/a] | 430000 | 1 Mio. | 1 Mio. | 1,3 Mio. | Weinrebe /26/: 0,811 Mio. €; Stand: März 2000, Südspanien |
| Wartung/Reparatur [€/a] | 500000 | 795000 | 1% der Investitionskosten | 1% der Investitionskosten | |
| Versicherung [€/a] | 0,45% der Investitionskosten | 0,45% der Investitionskosten | 0,45% der Investitionskosten | 0,45% der Investitionskosten | Weinrebe /26/: 0,45% der Investitionskosten |
| Overheadkosten (Kommunikation, Büromaterial...) [€/a] | 0 | 0 | 0,176 Mio. | 0,176 Mio. | Weinrebe /26/: 0,176 Mio. |

Tabelle 5. 8: Vergleich berücksichtigter Kosten zwischen der vorliegenden Arbeit und vorausgegangene Arbeiten

6 Detailuntersuchung des Receivers

Im abschließenden Abschnitt wird die detaillierte Receiverauslegung mit Hilfe des Ansys- Programms durchgeführt. Das ANSYS Makro Tube_rec_betav28 des DLR wurde zur Auslegung des Rohrreceivers verwendet. Es ermöglicht eine Auslegung und Optimierung von verschiedenen Rohrreceivertypen unter Berücksichtigung verschiedener Receiverkonzepte und -geometrien. Diese Makrosammlung gestattet die thermale Analyse von verschiedenen RohrabSORbern. Um die realen Flussdichteverteilungen berücksichtigen zu können, werden mit Hilfe der geometrischen Daten des FE- Netzes die absorbierten Wärmestromdichten mit einem externen Programm (MIRVALRB/FEMRAY) berechnet. Zusammen mit den konvektiven Randbedingungen im Receiver, den Strahlungsbedingungen und weiteren Randbedingungen können das Temperaturfeld, die Wärmeströme, Druck-, Wärmespannungen und Druckverluste berechnet werden. Die Ergebnisse können anschließend grafisch dargestellt werden. Da in dieser Arbeit Zinn als Wärmeträgermedium zum ersten Mal in Frage kam, mussten die Stoffwerte von Zinn als Funktion von $\eta(T)$, $\lambda(T)$, $\text{Pr}(T)$, ρ , C_p definiert werden.

Das Simulationstool geht prinzipiell wie folgt vor:

- Elemente werden definiert
- Materialdefinition
- Geometrieerzeugung + Vernetzung
 - Erzeugen einer zylinderförmigen Wand
 - Erzeugung eines Strahlungsraums für einen externen zylindrischen Receiver
 - Erzeugen der Rohre
- Berechnung der absorbierten solaren Strahlungsflüsse auf den Elementen im Strahlverfolgungsprogramm Femray
- Zuweisung der Wärmeströme auf die Elemente in ANSYS
- Definition des Strahlungsaustauschs

- Lösung des Temperaturfelds
 - Iteratives Aktualisieren der Randbedingungen in Abhängigkeit von der Rohrlänge
- Berechnung Druckverlust
- Berechnung Abstrahlungsverluste
- Berechnung der Spannungen in den Absorberrohren

Vorgehensweise

Um die Aufgabe zu lösen, wurde ein Finite-Elemente-Modell erstellt. Dabei wurde nur ein kleiner Teil des Receivers im nördlichen Teil, wo die Belastung am höchsten ist, betrachtet, um eine geringe Rechenzeit zu erreichen. Mit diesem Modell werden die thermischen Analysen, Spannungen und Verformungen an dem Rohr berechnet.

Für die Berechnung der genannten Analysen wurde ein Makro in ANSYS, das für Luftreceiver geschrieben wurde, genommen und an die Anforderungen für den Rohrreceiver mit Zinn als Wärmeträgermedium angepasst. Um ausreichend genaue Ergebnisse zu erzielen, wurden folgende Parameter variiert.

- Rohranzahl
- Strahlzahl
- Vernetzung
- Spaltabstand
- Wanddicke

Die zu untersuchenden Rohrgrößen sind $L = 14,8 \text{ m}$ und $d_a = 0,031 \text{ m}$. Die Länge des Rohres ergibt sich aus der HFLCAL-Optimierung.

Als untere Grenze des Spaltabstandes ist $s=0$ und als obere Grenze ist $s=2 \times d_a$ angenommen. Die Wandstärke ist zwischen 0,05 mm und 3 mm variiert worden. Die untere Grenze der Wandstärke ergibt sich aus der Vorauslegung. Bei einer angestrebten Fluidaustrittstemperatur von 800°C muss das Material über ausreichende Festigkeitskennwerte verfügen. Normale und günstige Kesselstähle scheiden hier aus. Deshalb fiel die Wahl auf die mit ca. 100 €/kg etwa fünfzehnmal so teure Ni-Cr-Legierung, welche hohe Festigkeitskennwerte in Verbindung mit guter Oxidationsbeständigkeit bei hohen Temperaturen aufweist.

6.1 Temperaturanalyse

In diesem Abschnitt werden zusammen mit den konvektiven Randbedingungen in den Absorbern, den Strahlungsbedingungen und weiteren Randbedingungen die Wärmeübergangskoeffizienten, das Temperaturfeld, die Wärmeströme, und die Druckverluste berechnet. (Modellannahme: Rückwand Addiabat)

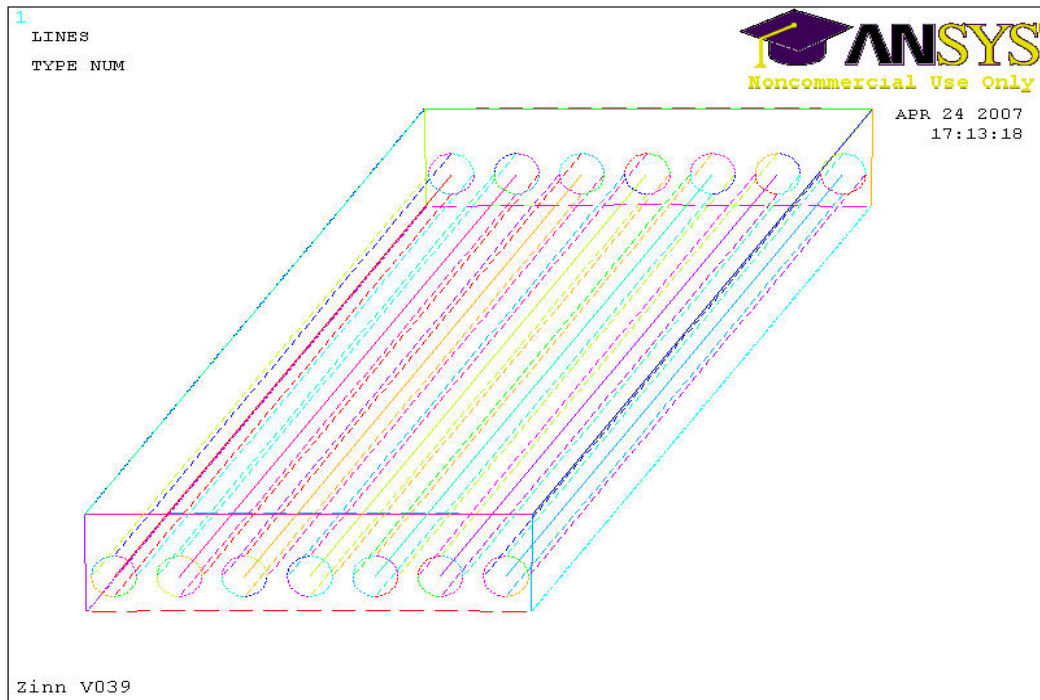


Bild 6. 1: FE-Model

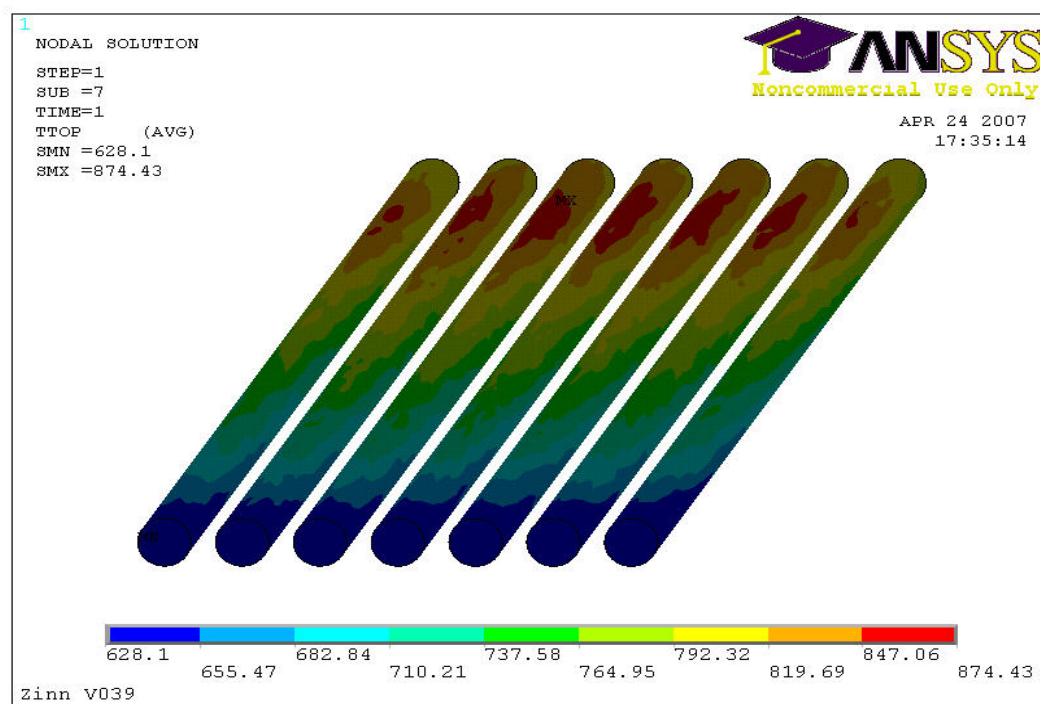


Bild 6. 2: Rohrwandtemperaturen

Aus Diagramm 6.1 sind die Wirkungsgrade und Temperaturgradienten über dem Umfang des oben beschriebenen Receivers bei unterschiedlichen Spaltabständen ersichtlich. Der beste Wirkungsgrad ergibt sich bei einem Spaltabstand von 5 mm. Durch diesen kleinen Spalt gelangt ein Teil der Solarstrahlung und wird auf der Rückseite des Receivers von der Wand reflektiert. Die schlechte Wärmeleitung von INCONEL 617 führt zu gravierenden Unterschieden zwischen Rohrwandtemperaturen auf der Vorderseite und Rückseite des Rohres. Mit zunehmendem Spaltabstand kann ein größerer Teil der Solarstrahlung von der Rückseite des Rohres absorbiert werden. Damit nimmt der maximale Temperaturgradient mit zunehmendem Spaltabstand ab.

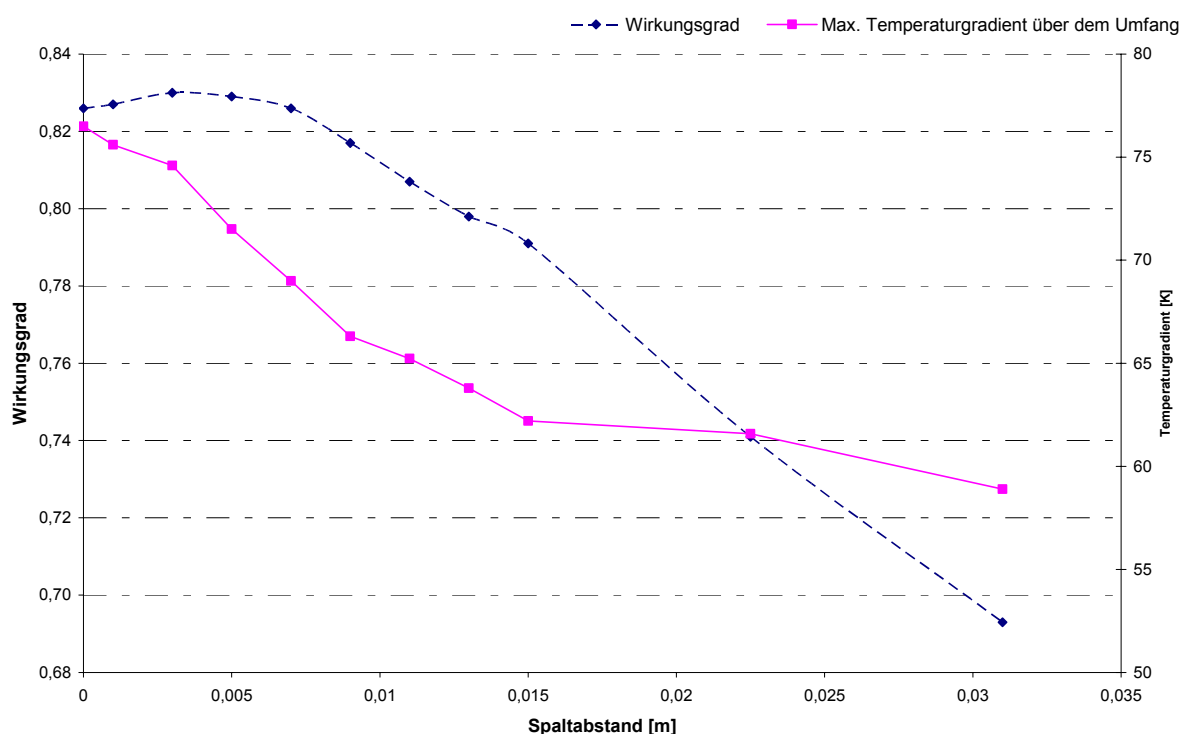


Diagramm 6. 1: Zusammenhang Spaltabstand, Wirkungsgrad und Temperaturgradient

Diagramm 6.2 zeigt den Zusammenhang zwischen Spaltabstand, Massenstrom und Druckverlust. Durch einen größeren Spaltabstand steigt die vorhandene Solarenergie an. Um die erhöhte Menge an Energie zu transportieren, muss der Massenstrom pro Rohr ebenfalls ansteigen. Das führt zu höheren Strömungsgeschwindigkeiten, was sich stark auf den Druckverlust auswirkt.

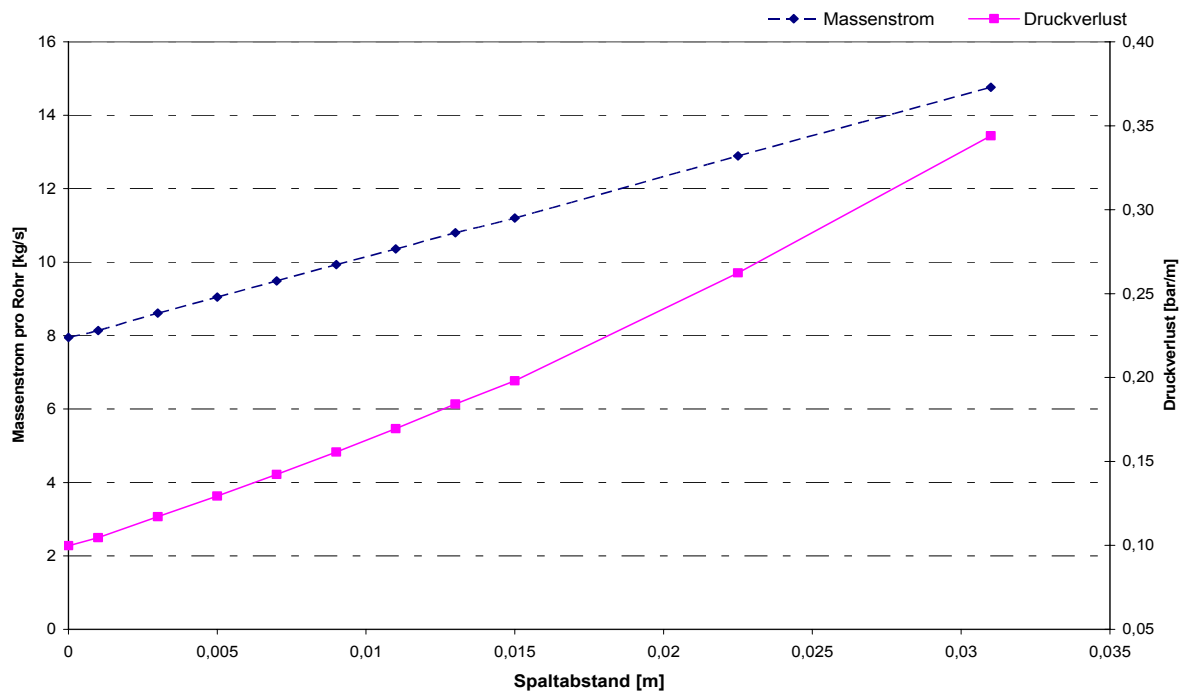


Diagramm 6. 2: Zusammenhang Spaltabstand, Massenstrom und Druckverlust

Die Untersuchung des Einflusses der Rohrwanddicke zeigt, dass die Wanddicke keinen nennenswerten Einfluss auf die Austrittstemperatur hat. Somit nimmt der Receiverwirkungsgrad mit der Variation der Wanddicke zwischen 0,5 mm und 3 mm um ca. 1% ab.

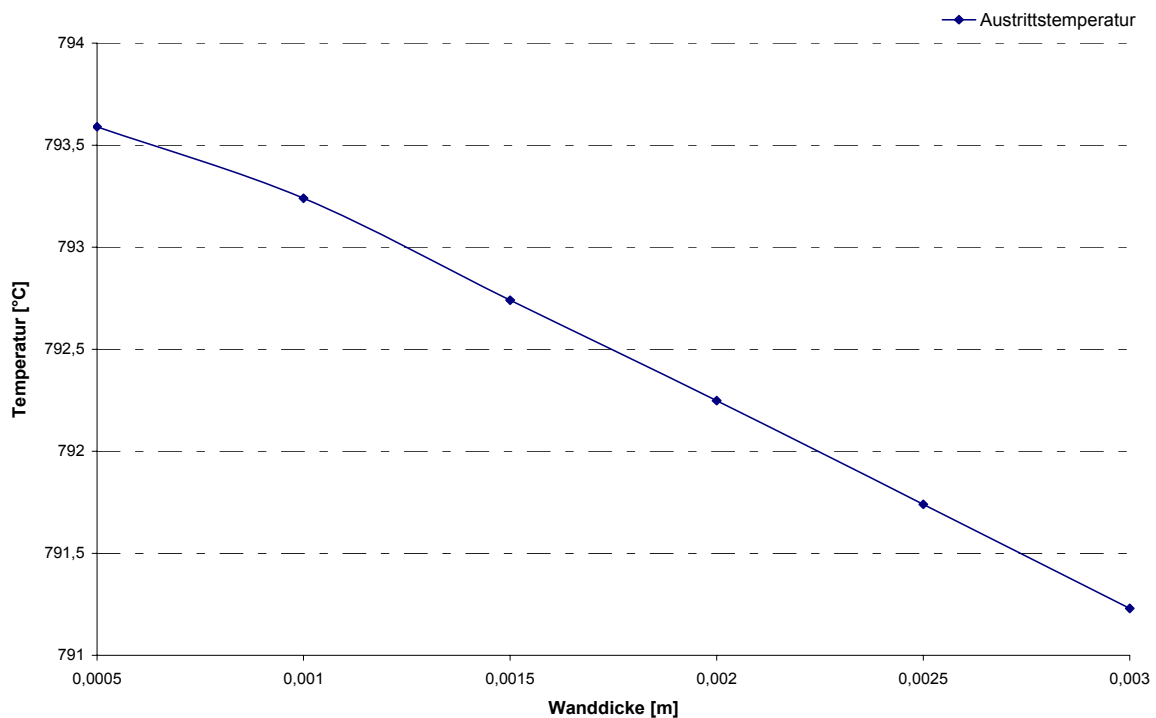


Diagramm 6. 3: Zusammenhang Wanddicke und Austrittstemperatur

Diagramm 6.4 zeigt, dass bei zunehmender Wanddicke, bzw. absinkendem Innendurchmesser die Strömungsgeschwindigkeit zunimmt, um die gleiche Energiemenge zu übertragen. Dadurch tritt ein höherer Druckverlust auf.

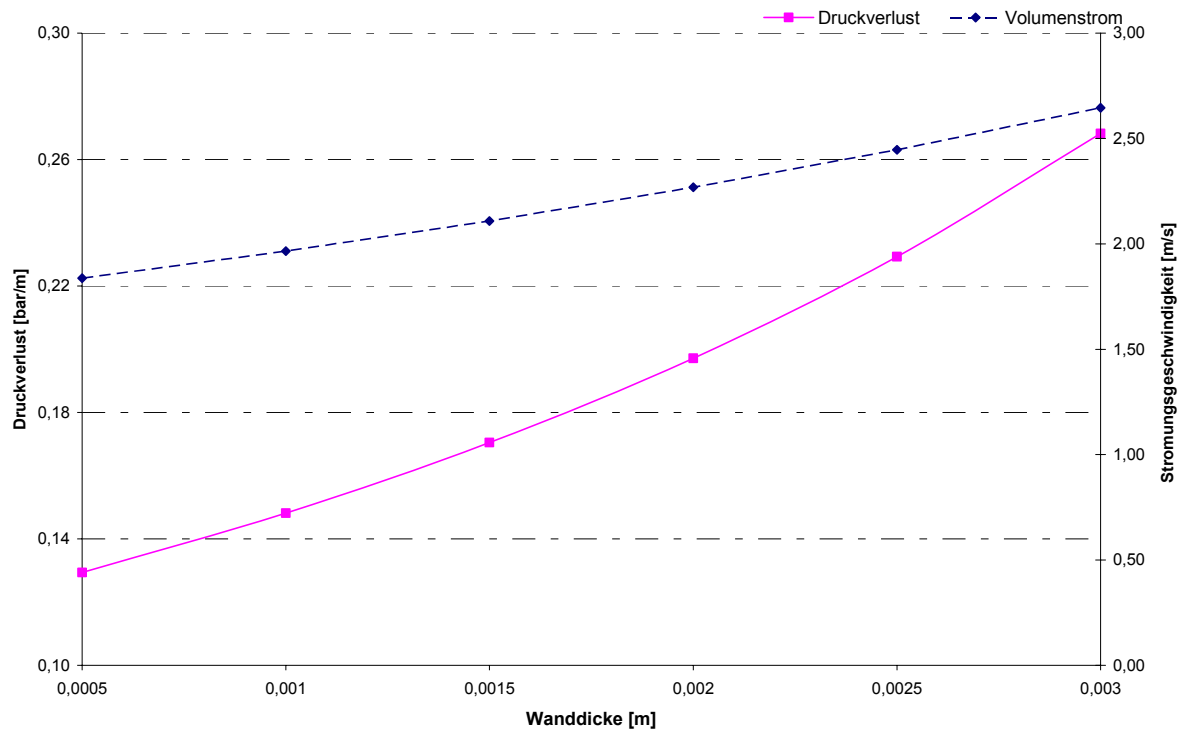


Diagramm 6. 4: Zusammenhang Wanddicke, Strömungsgeschwindigkeit und Druckverlust

Untersuchungen des Einflusses des Spaltabstandes zeigen, dass der Gesamtstrahlungsverlust mit zunehmendem Spaltabstand zunimmt, wobei der Anteil des Strahlungsverlustes der Absorberrohre leicht abnimmt. Wegen dem Spaltabstand sinken die Rohrwandtemperaturen, was zu niedrigeren Abstrahlungsverlusten führt. Auf Grund größerer Flächen, die durch den Spaltabstand erreicht werden, steigen die Reflexionsverluste an. Der prozentuale Anteil der unterschiedlichen Verluste ist im Diagramm 6.5 ersichtlich.

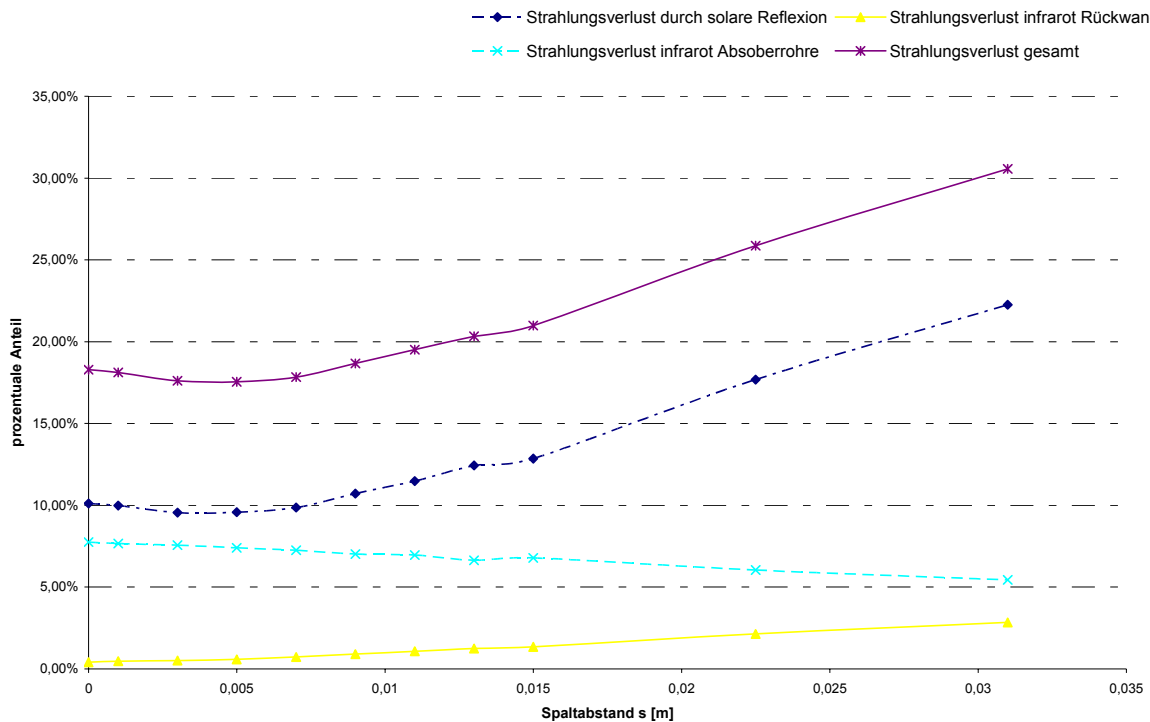


Diagramm 6. 5: Verlusten am Receiver

6.2 Spannungsanalyse

Um den Receiver sicher betreiben zu können, müssen die Receiverrohre auf ausreichende Festigkeit untersucht werden. Dabei muss die wirkende Spannung in den Rohren unterhalb der zulässigen Spannung liegen. Durch die über dem Rohrumfang nicht konstante Bestrahlung und damit auch nicht konstante Wärmestromdichte sind zur vollständigen Auslegung detaillierter Betrachtungen der Spannungszustände nötig. Als Hauptauslegungskriterium sollen die Werte der auf Grund der Wärmespannungen herangezogen werden. Diese sind gegenüber den Druckinduzierte Spannungen für diesen Fall (Zinn als Wärmeträgermedium) kritischer zu betrachten, da der Receiver so ausgelegt ist, dass Zinn auf Grund des niedrigen Eintrittsdrucks und des im Rohr herrschenden Druckverlustes im letzten

Receiverabschnitt drucklos ausströmt.

In dieser Arbeit werden 3 Arten von Lagerungen untersucht.

- 1. Fall: einfach gelagert; es wird an einem Ende eingespannt; in Z- Richtung festgehalten, nicht drehbar aber radiale Ausdehnung zugelassen
- 2. Fall: zweifach gelagert; wie Fall 1 plus es wird an anderen Ende auch festgehalten, nicht drehbar aber Verbiegung möglich
- 3. Fall: mehrfach gelagert; alle Segmentringe nicht drehbar

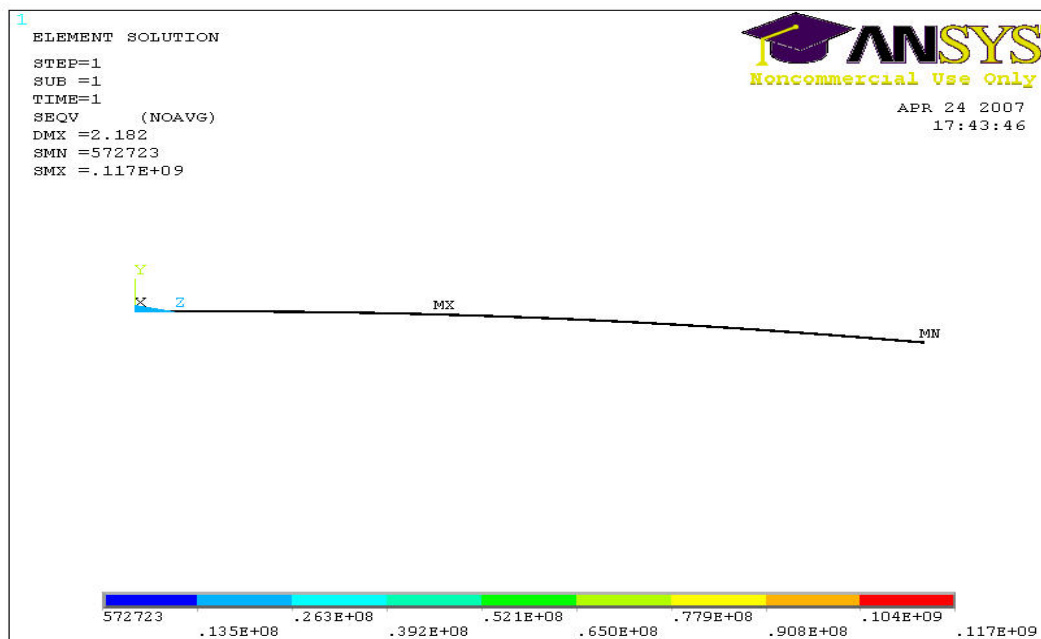


Bild 6. 3: Spannungsverteilung beim einfach gelagerten Rohr, $w_d = 1\text{mm}$, $s = 5\text{mm}$

Diagramm 6.6 zeigt den Zusammenhang zwischen Wanddicke, Spaltabstand und Spannungsverlauf. Die maximale Spannung tritt in der Mitte des Rohres auf, wo die Flussdichte am höchsten ist. Es ist zu beobachten, dass mit zunehmender Wanddicke die Spannung zunimmt. Mit zunehmender Wanddicke steigt der max. Temperaturgradient, was große Auswirkung auf die Wärmespannung hat.

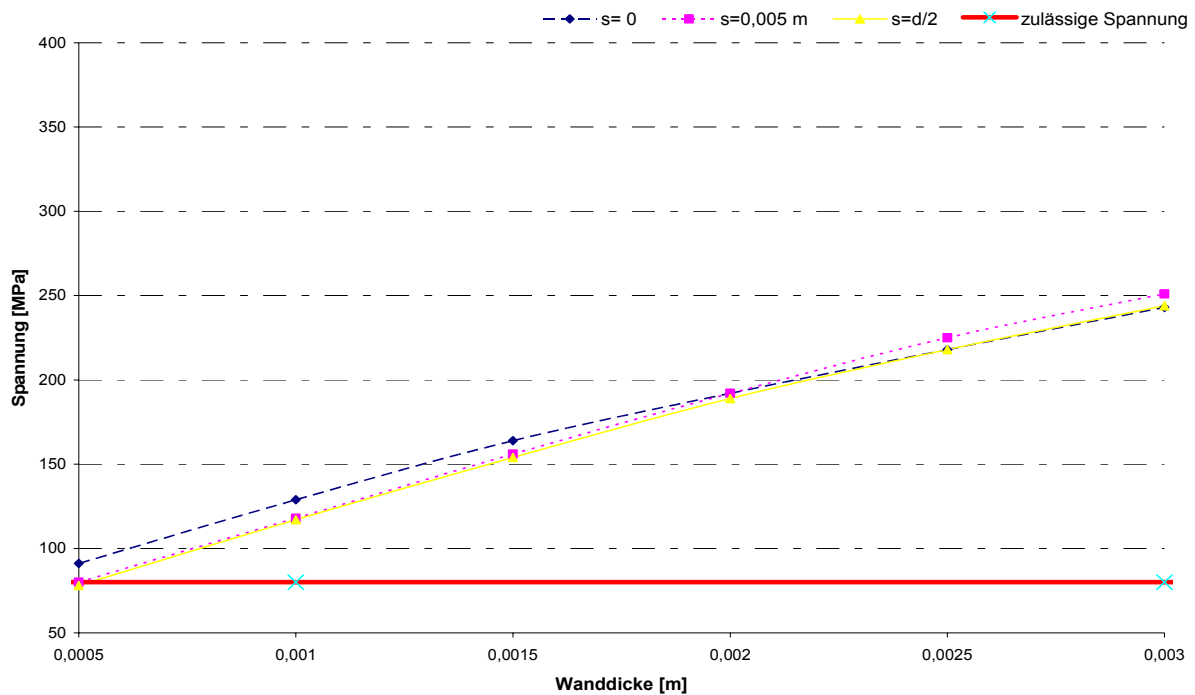


Diagramm 6. 6: Zusammenhang Wanddicke und Spannung

Die Verschiebung und Spannung hängen voneinander ab. Deshalb steigt mit zunehmender Spannung auch die maximale Verschiebung des Rohres an. Die Auslenkung beträgt für eine Wanddicke gleich 3 mm und $s=0$ ca. 5,2 m (1. Fall).

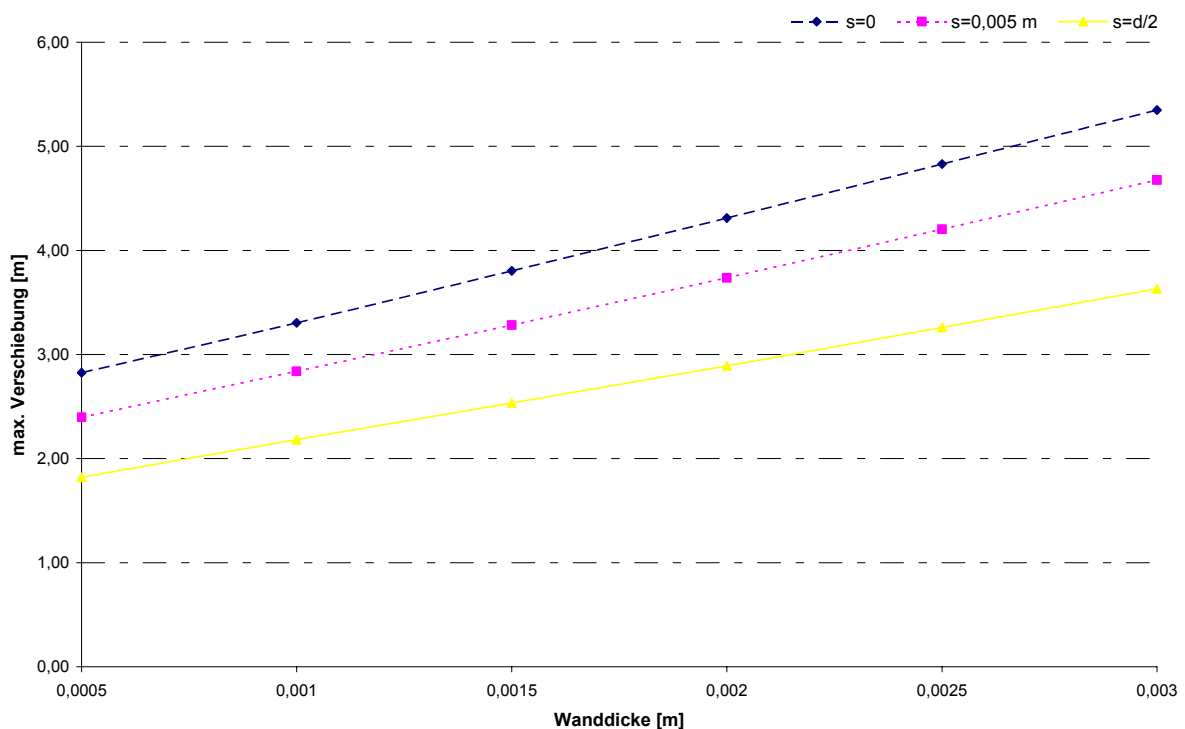


Diagramm 6. 7: Zusammenhang Wanddicke und max. Auslenkung

Um eine Aussage über die Auswirkungen der untersuchten Fälle treffen zu können, werden alle Spannungen und max. Auslenkungen in Diagramm 6.8 und 6.9 veranschaulicht. Es ist zu sehen, dass die Spannungen im zweiten und dritten Fall deutlich über den Spannungen des ersten Falls liegen. Die detaillierten Ergebnisse für alle Fälle befinden sich im Anhang.

Die für die Festigkeitskennwerte interessanten maximalen Spannungen liegen somit viel höher als die zulässige Spannung für INCONEL 617. Die zulässige Spannung beträgt für INCONEL 617 bei 800°C (20 Jahre Lebensdauer) 80MPa [9]. Die hohen Spannungen sind auf Grund der hohen Strahlungsflussdichte aufgetreten. Es ist denkbar, durch die Verringerung der Peaks der Strahlungsflussdichte die auftretenden Spannungen zu reduzieren. Eine andere Möglichkeit wäre es, durch die mehrschichtige Rohranordnung die bereitstehende Rohrfläche zu vergrößern und damit die von der Sonne bereitgestellte thermische Energie mit der größeren Fläche zu übertragen.

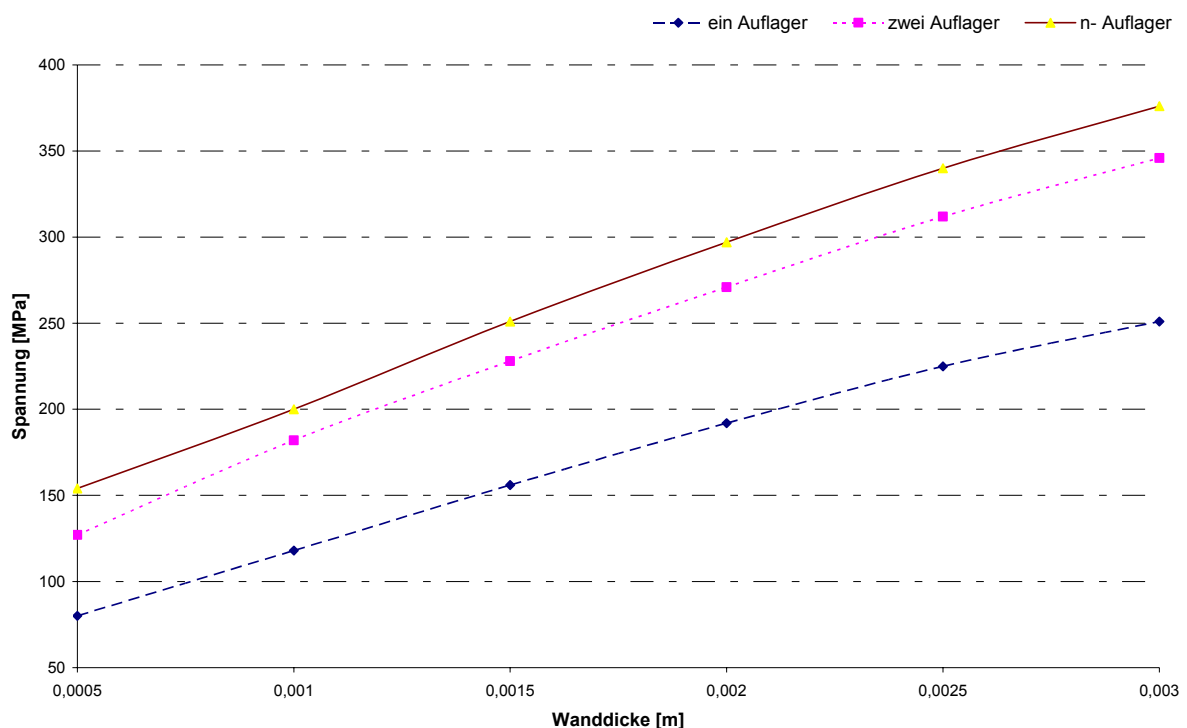


Diagramm 6. 8: Zusammenhang Wanddicke und Spannung

Die Verschiebungen werden wie erwartet durch mehrfache Lagerung geringer. Die maximale Verschiebung bleibt im 2. Fall und 3. Fall mit unterschiedlichen Wanddicken annähernd konstant.

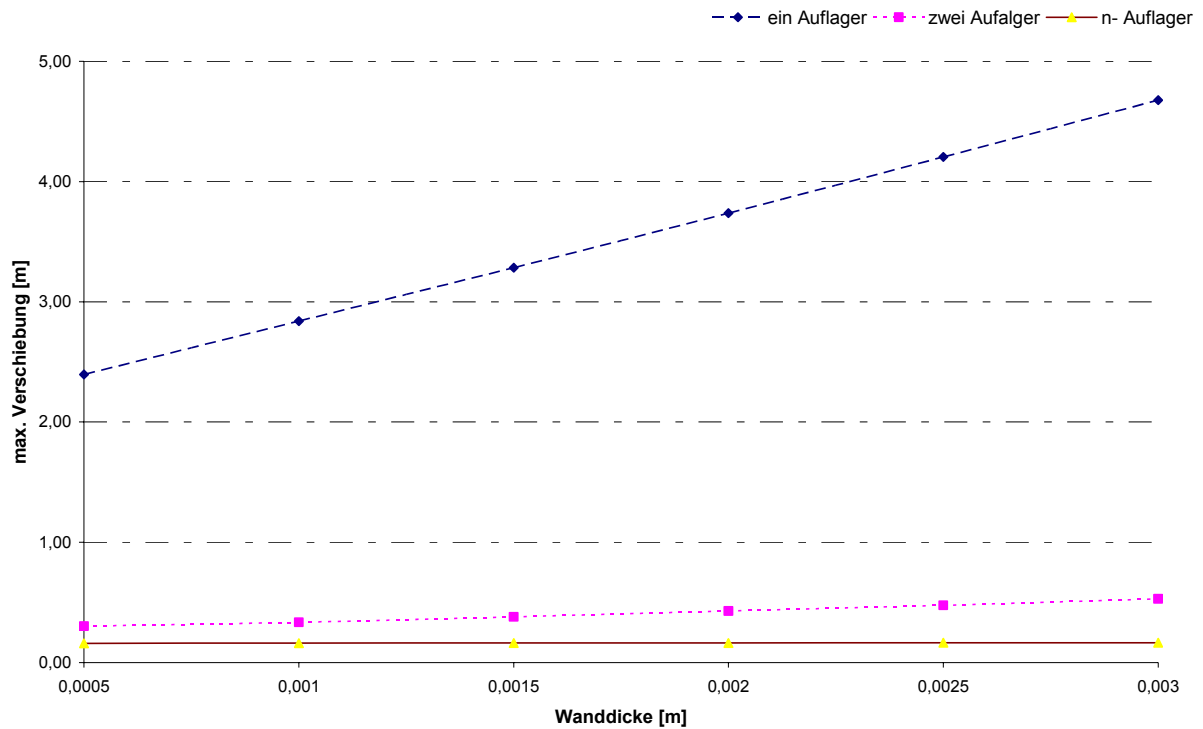


Diagramm 6. 9: Zusammenhang Wanddicke und max. Auslenkung

7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Mittelpunkt dieser Arbeit steht die Modellierung und Simulation eines Solarturmkraftwerks mit einem überkritischen Dampfprozess. Zur solarthermischen Stromerzeugung im großtechnischen Maßstab mittels konzentrierender Solarturmkraftwerke wurden bisher Sattdampfreceiver oder Luftreceiver eingebaut. Hochwarmfeste Stahlrohre ermöglichen effizienter arbeitende Wärmekraftwerke. Denn höhere Prozesstemperaturen ermöglichen höhere Wirkungsgrade und geringere Stromgestehungskosten. Ein Solarturmkraftwerk mit einem Überkritischen Dampfprozess wurde in dieser Arbeit ausgelegt und im Hinblick auf das Betriebsverhalten und die Kostenaspekte untersucht. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass die von Prozess geforderten Dampfparameter ($p=300$ bar, $T=700$ °C) auf Grund der Festigkeitskennwerte des Rohres nicht durch Direktverdampfung realisiert werden können. Um dennoch die herrschenden Spannungen zu reduzieren, wurde Zinn als Wärmeträgermedium eingesetzt. In diesem Fall entfällt die druckinduzierte Spannung, da der Receiver so ausgelegt ist, dass das Wärmeträgermedium auf Grund des niedrigen Eintrittsdrucks und des im Rohr herrschenden Druckverlustes im letzten Receiverabschnitt drucklos ausströmt. Die in HFLCAL erzeugte dreidimensionale Strahlungsflussdichteverteilung auf der Receiveroberfläche wird dazu genutzt, um mehrere FEM-Analysen in ANSYS durchzuführen. Es können somit für jeden Zeitpunkt des Jahres abhängig von dem Sonnenstand und der Einstrahlungsintensität die Temperaturen der Außen- und Innenseite der Receiverrohre sowie die des im inneren strömenden Fluides bestimmt werden. Des Weiteren lassen sich Energieströme, Wirkungsgrade, Druckverluste, maximale Temperaturgradienten, maximale Spannungen und maximale Verschiebungen lokal für jedes Rohr und für den gesamten Receiver berechnen. Um eine geringere Rechenzeit zu erreichen, wurde in dieser Arbeit nur ein kleiner Teil des Receivers mit 7 Rohren zum Auslegungszeitpunkt betrachtet.

Der so ausgelegte Receiver erreicht durch seine einfache Bauweise als Rohrreceiver mit senkrechten parallelen Rohren einen thermischen Receiverwirkungsgrad von knapp über 82%. Die Spannungsanalyse hat gezeigt, dass die für die Festigkeitskennwerte interessanten Spannungen höher als die zulässigen Spannungen für das verwendete Metall INCONEL 617 liegen. Durch diese Bauweise kann der Receiver nicht sicher bei Strahlungsflussdichten von 1000 kW/m^2 betrieben

werden. Die auftretenden Wärmespannungen können durch Reduzierung der Strahlungsflussdichte oder durch mehrschichtige Rohranordnung verringert werden. Auf Grund der hohen Wärmeübergangskoeffizienten zwischen Zinn und Rohrrinnenwand können die Receiverwirkungsgrade verbessert werden. Untersuchungen des Zusammenhangs der Receiverwirkungsgrade und der Rohranzahl ergeben bessere Wirkungsgrade unter Verwendung mehrerer Rohre.

Die niedrige Spezifische Receiverkosten trotz Verwendung der teuren Nickel- Chrom-Legierung INCONEL 617 lässt sich insgesamt sagen, dass die zusätzlichen Kosten für mehr Rohre zu Gunsten eines besseren Receiverwirkungsgrades sinnvoll sind. Für die Jahressimulation wurde der Receiverwirkungsgrad als Polynom in Abhängigkeit des Heliostatenfeldwirkungsgrads, des DNI und der thermischen Leistung vor dem Receiver in dem Kraftwerkssimulationsprogramm IPSEpro hinterlegt. Das in IPSEpro erstellte Gesamtmodell des Solarturmkraftwerks umfasst neben dem Solarfeld einen Speicherblock bestehend aus einem Feststoff-Hochtemperaturspeicher. Der Powerblock ist als dreistufige Dampfturbine mit Kühlturm ausgeführt. Für die Standorte Sevilla (Süd Spanien) und Las Vegas (USA) wurden mehrere Kraftwerkssimulationen mit unterschiedlichen Randbedingungen ausgeführt. Nach Analyse der Verhaltensweise des Receivers und der Kraftwerkstechnik wurde das Optimierungspotential des Kraftwerks untersucht.

Im abschließenden Abschnitt konnten in einer ökonomischen Analyse Stromgestehungskosten des Turmkraftwerks mit 8h Speicher von 13,36 ct/kWh für das 100MWel Kraftwerk ermittelt werden. Damit entspricht das untersuchte Kraftwerk in etwa dem kombinierten Solarkraftwerk /10/. Die Stromgestehungskosten des untersuchten Kraftwerks liegen unterhalb der Stromgestehungskosten des rein direktverdampfenden Parabolrinnenfeldes (13,63 ct/kWh). Eine erhebliche Reduzierung der Stromgestehungskosten durch diese Technologie konnte somit nicht nachvollzogen werden. Gründe dafür sind die höheren spezifischen Kosten des Wärmeträgermediums sowie die höheren spezifischen Kosten der Maschinentechnik wegen zwei Kreisläufen. Da aber die größten Kosten des Wärmeträgermediums durch die im Speicher gelagerte Masse an Zinn verursacht werden, besteht hier das größte Potential zur Senkung der Stromgestehungskosten. Weiterführende Arbeiten könnten sich mit der Untersuchung der Speicherbeladung, andere Wärmeträgermedien und der Korrosionsfestigkeit zwischen Wärmeträgermedium und der Receiverrohren beschäftigen.

8 Literaturverzeichnis

- /1/ Erneuerbare Energien
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
4. Auflage, 2004
- /2/ Tremmel, A; Hartmann, D.:
Efficient Steam Turbine Technology for Fossil Fuel Power Plants in
Economically and Ecologically Driven Markets
VGB Power Tech, 11/2004
- /3/ Bugen, J.; Kjør, S.; Blum, R.
High –efficiency coal-fired power plants development and perspectives
Elsam Engineering A/S, 2005
(www.sciencedirect.com)
- /4/ Eckert, E.R.G.; Drake, R.M.
Analysis of Heat and Mass Transfer
McGraw-Hill, New York 1982
- /5/ Baehr, S.
Wärme- und Stoffübertragung
Springerverlag, 3. Auflage 1998
- /6/ Landolt, Hans
Physikalisch-Chemische Tabellen
Springerverlag, 1912
- /7/ VDI- Wärmeatlas
Verein Deutsche Ingenieure.
Springerverlag, 2006
- /8/ Smith, G.D.; Yates, D.H.:
Optimization of the Fatigue Properties of INCONEL 617
Paper No. 91-GT-161
ASME International Gas Turbine and Aero engine Congress and Exhibition
Orlando, 1991
- /9/ INCONEL Alloy 617
Publication Nr. SMC-029
Special Metals Corporation, 2002
- /10/ Bauer, D.
Modellierung und Simulation eines Kombinierten Solarturmkraftwerks
Diplomarbeit ITT, DLR Stuttgart 2006
- /11/ Wittmann, M.
Up-Scaling von 10 MWel auf 100 MWel und vergleichende Untersuchungen
von Solarthermischen Turmkraftwerken mit Innovativen Receiverkonzepten
Diplomarbeit ITT, DLR Stuttgart 2004

- /12/ PS 10, Construction of 11MWel Solar Thermal Power Plant in Seville, Spain
- /13/ Mills, D.
Advances in Solar thermal electricity technology
University of Sydney, 2004
- /14/ Buck, R.; Barth, C.; Eck, M.; Steinmann, W.
Dual- Receiver Concept for Solar Towers
German Aerospace Centre (DLR), ITT Stuttgart 2004
- /15/ Radosevich, L. G.; Skinrood, A.C.
The Power Production Operation of Solar One, the 10MWel Solar Thermal
Central Receiver Pilot Plant
Journal of Solar Energy Engineering May 1989
- /16/ High- Temperature Corrosion of Engineering ALLOYS
- /17/ Bearg, W. E.
Corrosion in Nuclear Application
John Wiles & Sons, New York 1971
- /18/ Lambrecht, B.
Internationale Rohstoffpreise
Commerz Bank AG, 2006- 2007
(www.commerzbank.de)
- /19/ Turton, R.; Whiting, W.; Shaeiwitz, J.
Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes
New Jersey, 2003
- /20/ Müller, G.; Groth, C.
FEM für Praktiker; Die Methode der Finitenelemente mit dem FE- Programm
ANSYS Expert Verlag, 1997
- /21/ Beitz, W.; Grote, K.-H.
Dubbel, Taschenbuch für den Maschinenbau, 20. Auflage
Springerverlag, 2001
- /22/ Klose, W.
Wärmeübertragung, Skriptum zur Vorlesung
Institut für thermische Energietechnik (ITE), Universität Kassel 2006
- /23/ Schmid, J.
Energiewandlungsverfahren, Skriptum zur Vorlesung
Institut für elektrische Energietechnik und Rationelle Energiewandlung (IEE-RE)
Universität Kassel, 2006
- /24/ Strauss, K.
Kraftwerkstechnik
Springerverlag, 1997

- /25/ Lerchenmüller, H.; Martins, M.
Horizontale Frenzel- Kollektoren für den Einsatz in Solarthermischen
Kraftwerken
Frauenhofer- Institut für Solare Energiesystem, 2003
- /26/ Weinrebe, G.
Technische, Ökologische und Ökonomische Analysen von Solarthermischen
Turmkraftwerken
Dissertation, Universität Stuttgart, 2000
- /27/ Schneider, L.
Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, Öko-Institut e.V. – Institut für
angewandte Ökologie, Freiburg., 1998
- /28/ Santos Betnardes, M.
Technische, Ökonomische und Ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
Dissertation, Universität Stuttgart, 2004
- /29/ Buck, R (DLR), 2006-2007, Persönliche Mitteilung
- /30/ Eck, M (DLR), 2006-2007, Persönliche Mitteilung
- /31/ Uhlig, R (DLR), 2006-2007, Persönliche Mitteilung
- /32/ Stahlexperten sparen Kohle im Kraftwerk
VDI- Nachrichten, Nr.4 26,01,2007
- /33/ Amsbeck, L (DLR), 2006-2007, Persönliche Mitteilung
- /34/ "Energien für das neue Jahrtausend" RAG, STEAG AG, Essen 2002
- /35/ Landolt, Hans
Physikalisch-chemische Tabellen
Berlin : Springer, 1912

9 Anhang

9.1 Wärmeübergangskoeffizienten auf der Rohrinneenseite

Strömungsgeschwindigkeit:

$$v = \frac{\dot{m}}{\rho_{Dampf} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_i^2} \quad (A1.1)$$

Reynoldszahl:

$$Re = \frac{v \cdot d_i}{\nu} = \frac{v \cdot d_i \cdot \rho_{Dampf}}{\eta} \quad (A1.2)$$

Nusseltzahl (Korrelation nach Michejew; gültig für $Re > 2300$):

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{Fluid}}{Pr_{Wand}} \right)^{0,25} \quad (A1.3)$$

Wärmeübergangskoeffizient:

$$\alpha_i = \frac{Nu \cdot \lambda_{Dampf}}{d_i} \quad (A1.4)$$

9.2 Stoffwerte Zinn /35/

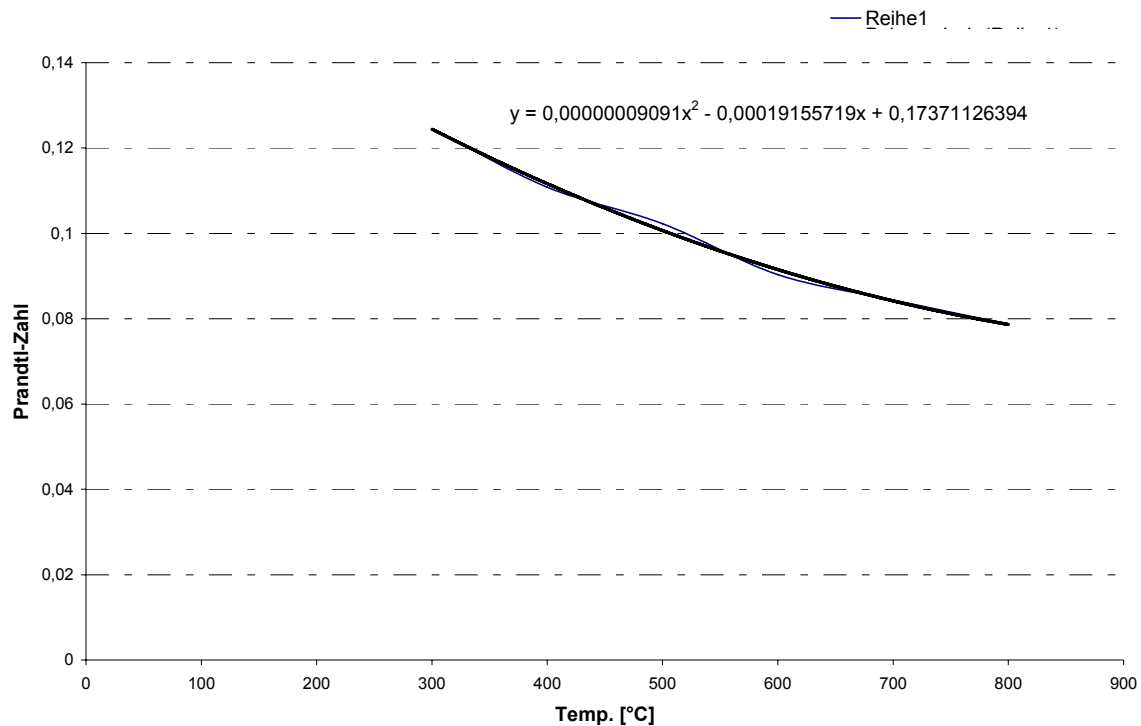


Diagramm 9. 1:Zusammenhang Temperatur/ Prandtl-Zahl

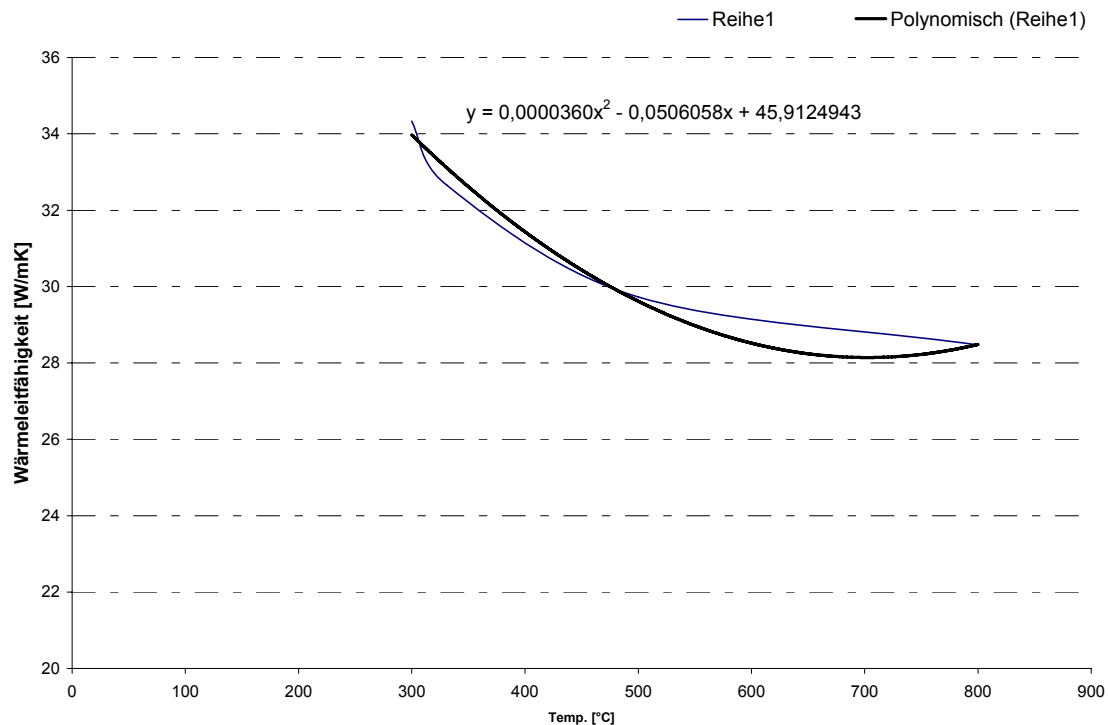


Diagramm 9. 2: Zusammenhang Temperatur/ Wärmeleitfähigkeit

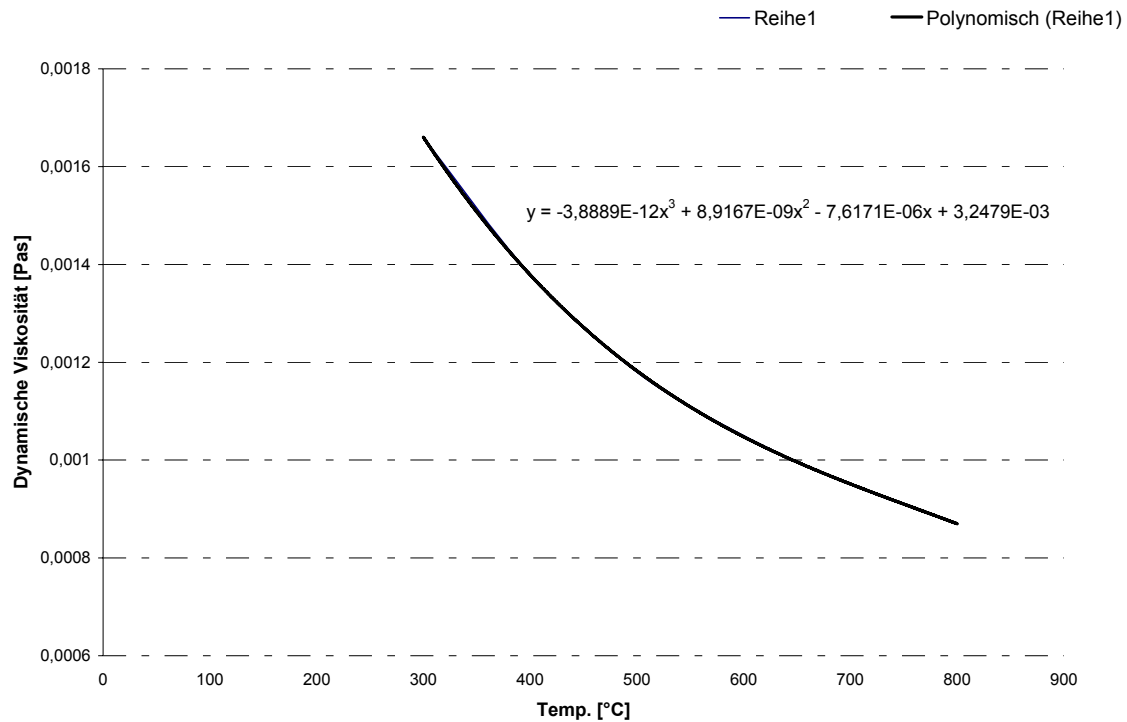


Diagramm 9. 3: Zusammenhang Temperatur/ dynamische Viskosität

9.3 Receiverauslegung

9.3.1 Ergebnis aus der Vorauslegung

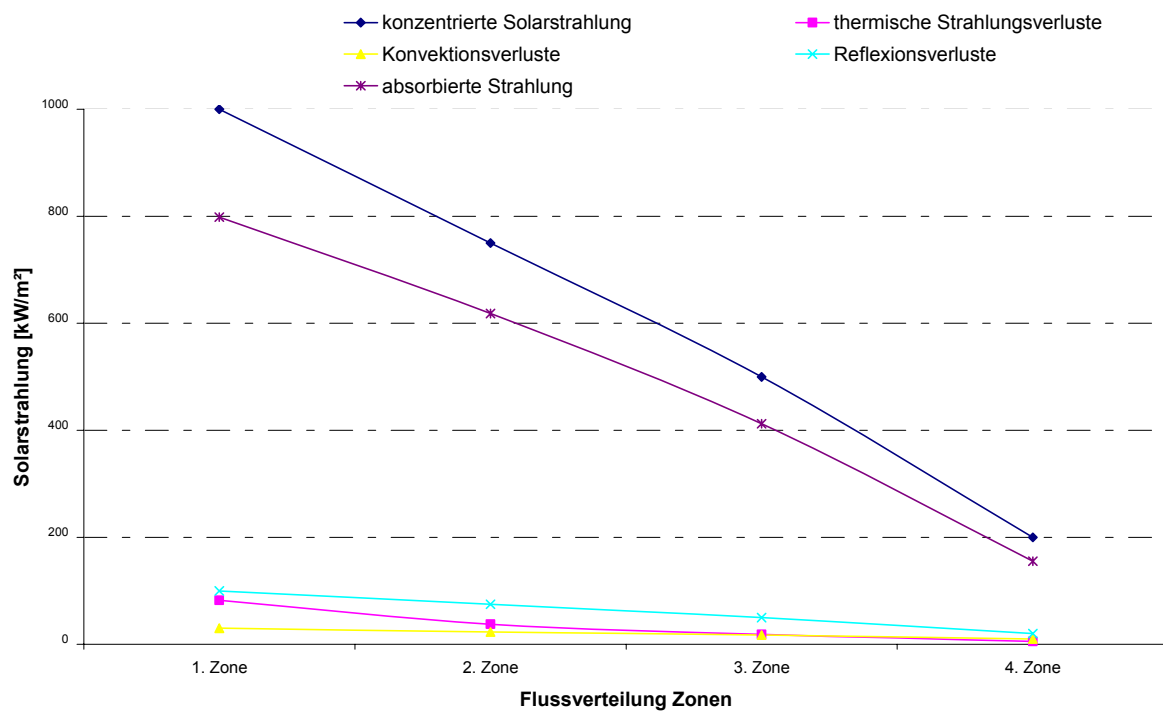


Diagramm 9. 4: Zusammenhang Flussdichte/ absorbierte Strahlung

9.3.2 Ergebnisse aus ANSYS

| Nr. | Rohranzahl | Massenstrom [kg/s] | Spaltabstand s [m] | Wanddicke wd [m] | D _{außen} [m] | D _{innen} [m] | Flux-Quelle | Vernetzung | T _{ein} [°C] | T _{aus} [°C] | P _{einstrahlung} [kW] | Strahlungsverlust solar durch Intercept [kW] | Strahlungsverlust solar durch Reflexion Receiver [kW] | Strahlungsverlust infrarot Receiver [kW] | Strahlungsverlust infrarot Kavity [kW] | Strahlungsverlust infrarot Absorberrohre [kW] | gesamt Verluste [kW] | Nutzleistung [kW] | Wirkungsgrad | max.Rohrwandtemperatur | min.Rohrwandtemperatur | max.Temperaturgradient Umfang [K] | Stömungsgeschw. V [m/s] | ΔP/m [bar] | max.Spannung-1 [MPa] | DMX-1 [m] | max.Spannung-2 [MPa] | DMX-2 [m] | max.Spannung-3 [MPa] | DMX-3 [m] |
|--------------|------------|--------------------|--------------------|------------------|------------------------|------------------------|-------------|------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------|-------------------|--------------|------------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|------------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|
| 24. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 804 | 2969 | 33483 | 300 | 243 | 12 | 230 | 543 | 2453 | 0,83 | 854,1 | 628,1 | 76,5 | 1,61 | 0,10 | 91 | 2,83 | 157 | 0,34 | 169 | 0,16 |
| 34. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 0,001 | 0,031 | 0,029 | femray | 32 x 50 | 630 | 803 | 2975 | 33446 | 297 | 253 | 13 | 240 | 549 | 2454 | 0,83 | 872,2 | 626,0 | 97,7 | 1,73 | 0,11 | 129 | 3,30 | 192 | 0,39 | 223 | 0,16 |
| 35. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 0,002 | 0,031 | 0,028 | femray | 32 x 50 | 630 | 802,6 | 2975 | 33446 | 297 | 253 | 13 | 240 | 549 | 2454 | 0,82 | 889,6 | 629,6 | 115,9 | 1,85 | 0,13 | 164 | 3,81 | 237 | 0,44 | 273 | 0,16 |
| 36. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 0,002 | 0,031 | 0,027 | femray | 32 x 50 | 630 | 802,07 | 2975 | 33446 | 297 | 253 | 13 | 240 | 549 | 2454 | 0,82 | 906,1 | 625,5 | 134,0 | 1,99 | 0,15 | 192 | 4,31 | 278 | 0,50 | 316 | 0,16 |
| 37. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 0,003 | 0,031 | 0,026 | femray | 32 x 50 | 630 | 801,52 | 2975 | 33446 | 297 | 253 | 13 | 240 | 549 | 2454 | 0,82 | 921,9 | 625,0 | 151,2 | 2,15 | 0,18 | 218 | 4,83 | 315 | 0,55 | 354 | 0,16 |
| 38. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 0,003 | 0,031 | 0,025 | femray | 32 x 50 | 630 | 800,98 | 2975 | 33446 | 297 | 253 | 13 | 240 | 549 | 2454 | 0,82 | 937,1 | 624,6 | 167,5 | 2,32 | 0,21 | 243 | 5,35 | 348 | 0,61 | 388 | 0,16 |
| 21. Variante | 7 | 10,6 | 0,015 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 814,7 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,79 | 855,4 | 627,5 | 69,3 | 2,15 | 0,18 | 78 | 1,82 | 112 | 0,23 | 129 | 0,16 |
| 39. Variante | 7 | 10,60 | 0,015 | 0,001 | 0,031 | 0,029 | femray | 32 x 50 | 630 | 794 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,79 | 874,4 | 628,1 | 92,4 | 2,30 | 0,20 | 117 | 2,18 | 167 | 0,28 | 181 | 0,16 |
| 40. Variante | 7 | 10,60 | 0,015 | 0,002 | 0,031 | 0,028 | femray | 32 x 50 | 630 | 793 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,79 | 890,4 | 627,6 | 112,0 | 2,47 | 0,23 | 154 | 2,53 | 206 | 0,31 | 231 | 0,16 |
| 41. Variante | 7 | 10,60 | 0,015 | 0,002 | 0,031 | 0,027 | femray | 32 x 50 | 630 | 793 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,78 | 906,0 | 627,3 | 130,3 | 2,66 | 0,27 | 189 | 2,89 | 242 | 0,35 | 274 | 0,17 |
| 42. Variante | 7 | 10,60 | 0,015 | 0,003 | 0,031 | 0,026 | femray | 32 x 50 | 630 | 792,7 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,78 | 922,6 | 627,0 | 147,4 | 2,86 | 0,31 | 218 | 3,26 | 276 | 0,39 | 311 | 0,17 |
| 43. Variante | 7 | 10,60 | 0,015 | 0,003 | 0,031 | 0,025 | femray | 32 x 50 | 630 | 792,19 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,78 | 939,1 | 626,8 | 163,4 | 3,10 | 0,37 | 244 | 3,63 | 308 | 0,43 | 345 | 0,17 |
| 29. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 793,59 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,83 | 850,0 | 627,9 | 71,5 | 1,84 | 0,13 | 80 | 2,40 | 127 | 0,30 | 154 | 0,16 |
| 44. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 0,001 | 0,031 | 0,029 | femray | 32 x 50 | 630 | 793,24 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,83 | 869,9 | 629,5 | 97,5 | 1,97 | 0,15 | 118 | 2,84 | 182 | 0,33 | 200 | 0,16 |
| 45. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 0,002 | 0,031 | 0,028 | femray | 32 x 50 | 630 | 792,74 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,83 | 889,3 | 625,6 | 117,7 | 2,11 | 0,17 | 156 | 3,28 | 228 | 0,38 | 251 | 0,16 |
| 46. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 0,002 | 0,031 | 0,027 | femray | 32 x 50 | 630 | 792,25 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,82 | 907,5 | 624,8 | 136,5 | 2,27 | 0,20 | 192 | 3,74 | 271 | 0,43 | 297 | 0,16 |
| 47. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 0,003 | 0,031 | 0,026 | femray | 32 x 50 | 630 | 791,74 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,82 | 924,9 | 624,2 | 154,1 | 2,45 | 0,23 | 225 | 4,21 | 312 | 0,48 | 340 | 0,16 |
| 48. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 0,003 | 0,031 | 0,025 | femray | 32 x 50 | 630 | 791,23 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,82 | 941,4 | 623,7 | 170,6 | 2,65 | 0,27 | 251 | 4,68 | 346 | 0,53 | 376 | 0,17 |
| 24. Variante | 7 | 7,95 | 0 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 804 | 2969 | 33483 | 300 | 243 | 12 | 230 | 543 | 2453 | 0,83 | 854,1 | 628,1 | 76,5 | 1,61 | 0,10 | | | | | | |
| 26. Variante | 7 | 8,14 | 0,001 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 807 | 3072 | 33286 | 307 | 250 | 15 | 235 | 557 | 2541 | 0,83 | 857,4 | 627,4 | 75,6 | 1,65 | 0,10 | | | | | | |
| 28. Variante | 7 | 8,61 | 0,003 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 797 | 3195 | 33197 | 305 | 258 | 16 | 242 | 563 | 2653 | 0,83 | 850,0 | 627,9 | 74,6 | 1,75 | 0,12 | | | | | | |
| 29. Variante | 7 | 9,05 | 0,005 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 793 | 3346 | 33061 | 320 | 267 | 19 | 248 | 587 | 2775 | 0,83 | 850,0 | 627,9 | 71,5 | 1,84 | 0,13 | | | | | | |
| 30. Variante | 7 | 9,49 | 0,007 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 801 | 3471 | 32896 | 342 | 277 | 25 | 252 | 619 | 2866 | 0,83 | 846,9 | 627,8 | 69,0 | 1,93 | 0,14 | | | | | | |
| 31. Variante | 7 | 9,93 | 0,009 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 799 | 3657 | 32707 | 392 | 289 | 33 | 257 | 683 | 2987 | 0,82 | 846,5 | 627,6 | 66,3 | 2,02 | 0,16 | | | | | | |
| 32. Variante | 7 | 10,36 | 0,011 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 804 | 3805 | 32613 | 437 | 306 | 41 | 265 | 743 | 3069 | 0,81 | 852,2 | 628,8 | 65,2 | 2,10 | 0,17 | | | | | | |
| 33. Variante | 7 | 10,8 | 0,013 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 798 | 3989 | 32386 | 496 | 315 | 50 | 265 | 811 | 3183 | 0,80 | 847,4 | 628,0 | 63,8 | 2,19 | 0,18 | | | | | | |
| 21. Variante | 7 | 11,2 | 0,015 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 803 | 4067 | 32355 | 523 | 331 | 55 | 276 | 854 | 3217 | 0,79 | 855,4 | 627,5 | 62,2 | 2,27 | 0,20 | | | | | | |
| 27. Variante | 7 | 12,89 | 0,023 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 797 | 4777 | 31622 | 845 | 391 | 102 | 289 | 1235 | 3537 | 0,74 | 847,0 | 627,8 | 61,6 | 2,62 | 0,26 | | | | | | |
| 25. Variante | 7 | 14,76 | 0,031 | 5E-04 | 0,031 | 0,030 | femray | 32 x 50 | 630 | 799,8 | 5372 | 31072 | 1196 | 446 | 153 | 292 | 1642 | 3724 | 0,69 | 834,2 | 628,7 | 58,9 | 3,00 | 0,34 | | | | | | |

Diagramm 9. 5: Ergebnisse aus Ansys

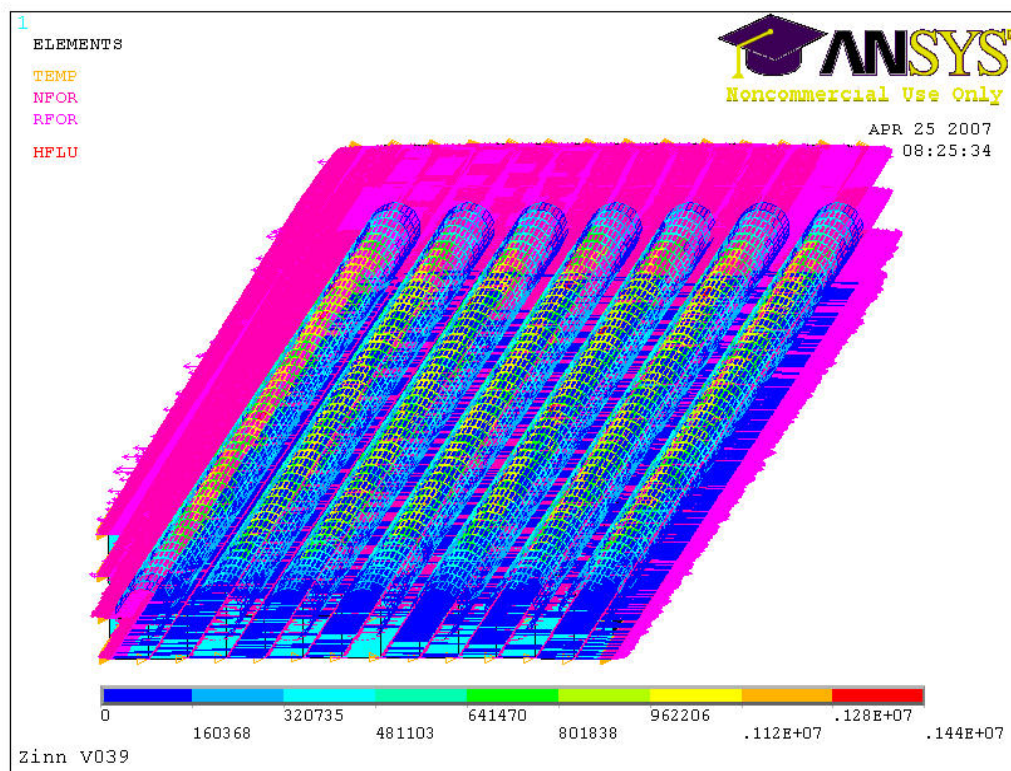


Bild 9. 1: Strahlungsflussdichteverteilung

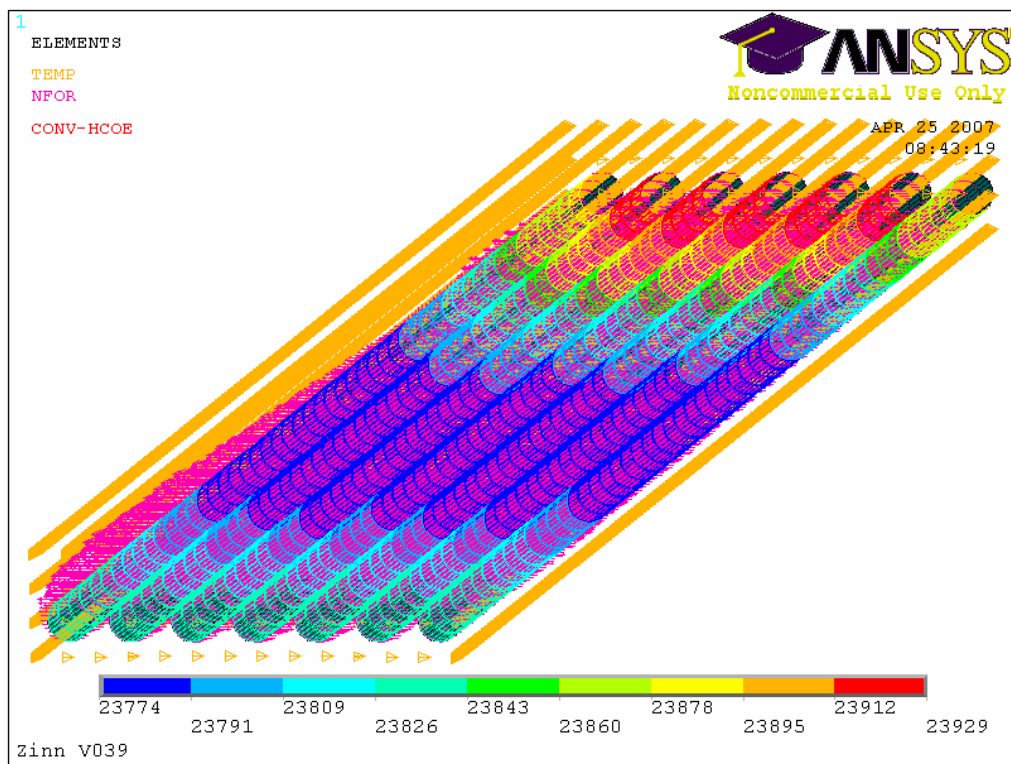
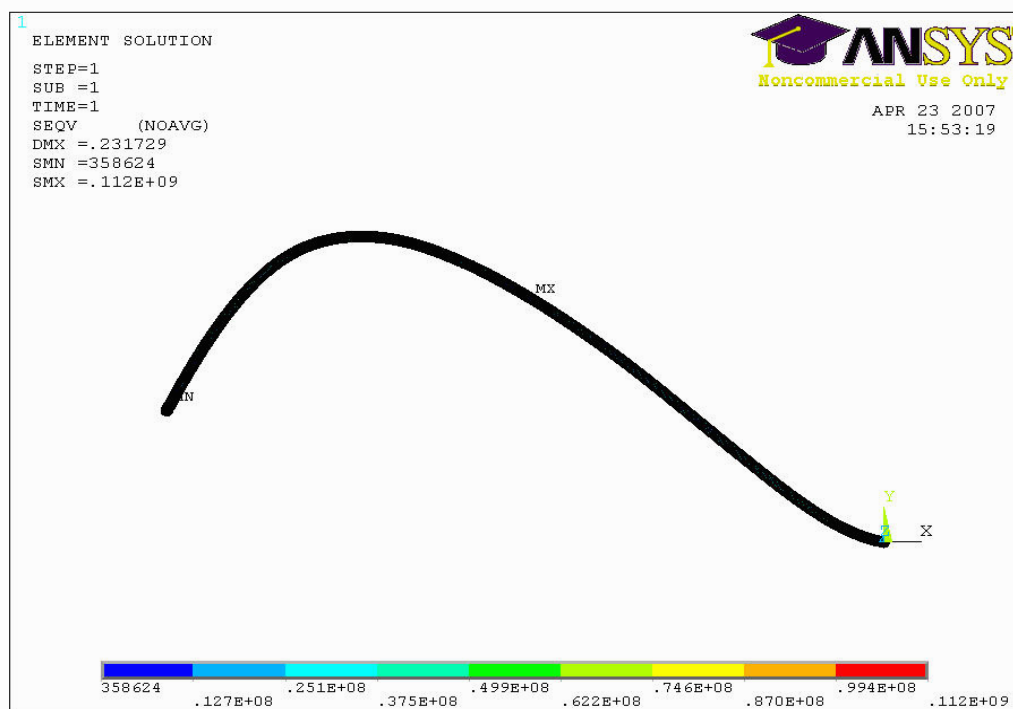
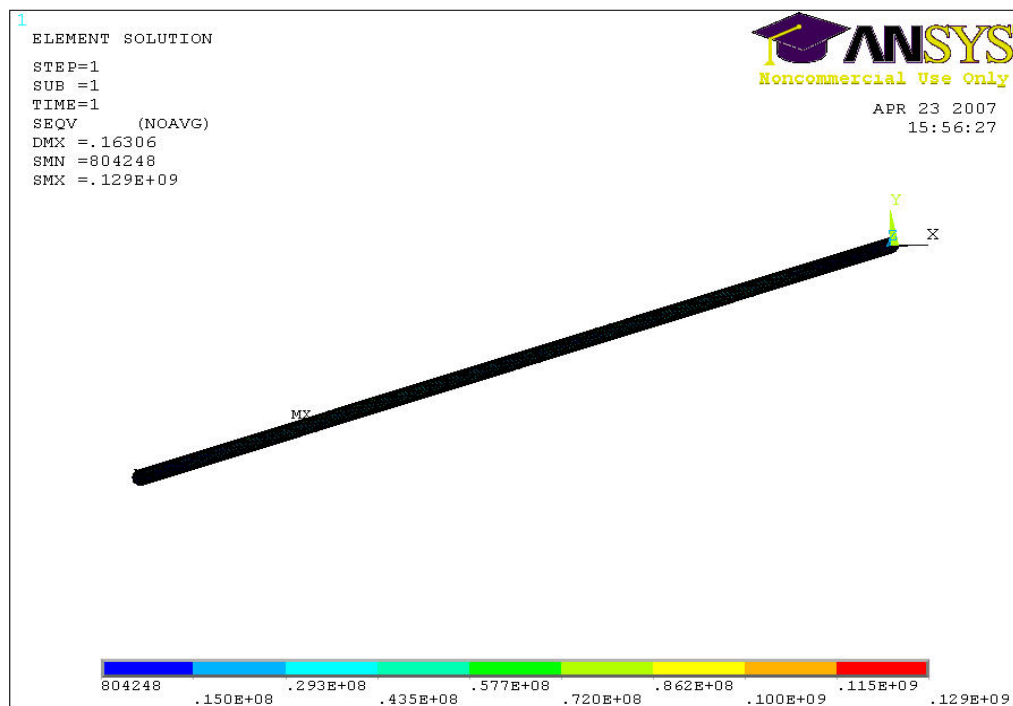


Bild 9. 2: Wärmeübergangskoeffizienten

Bild 9. 3: Spannungsverteilung beim zweifach gelagerten Rohr, $W_d = 1\text{ mm}$, $s = 5\text{ mm}$ Bild 9. 4: Spannungsverteilung beim mehrfach gelagerten Rohr, $W_d = 1\text{ mm}$, $s = 5\text{ mm}$

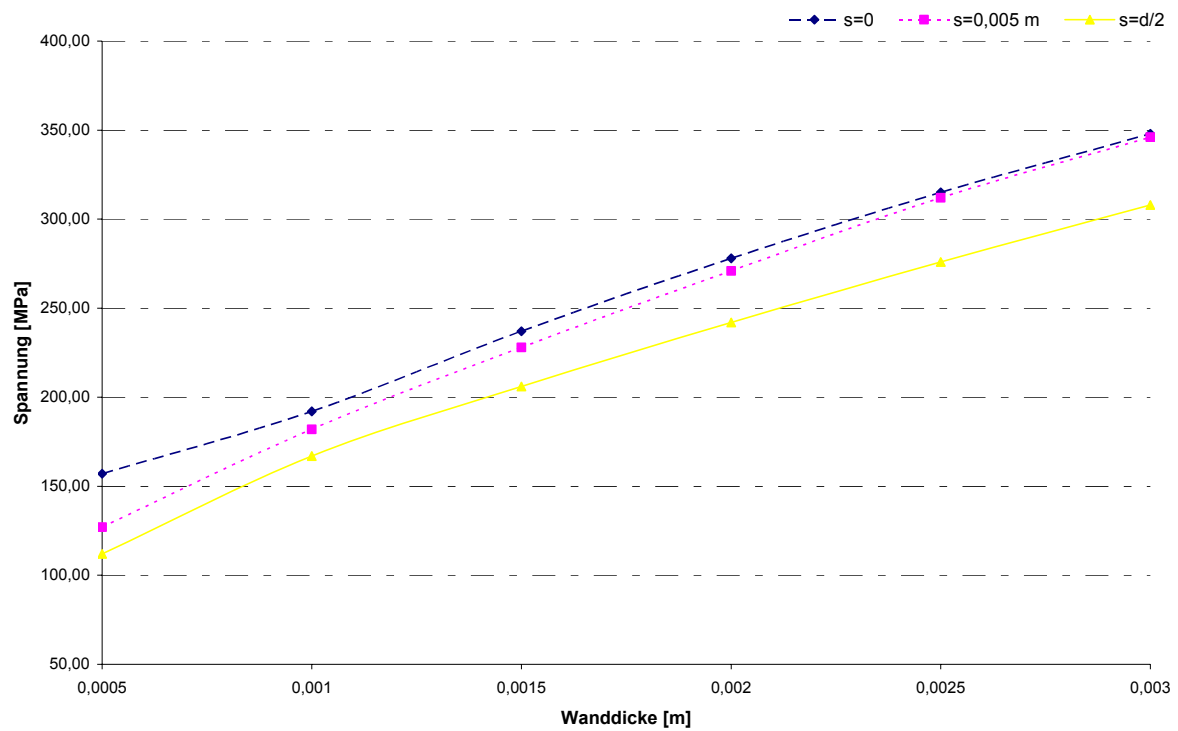


Diagramm 9. 6: Zusammenhang Wanddicke und Spannung (zweifach gelagertes Modell)

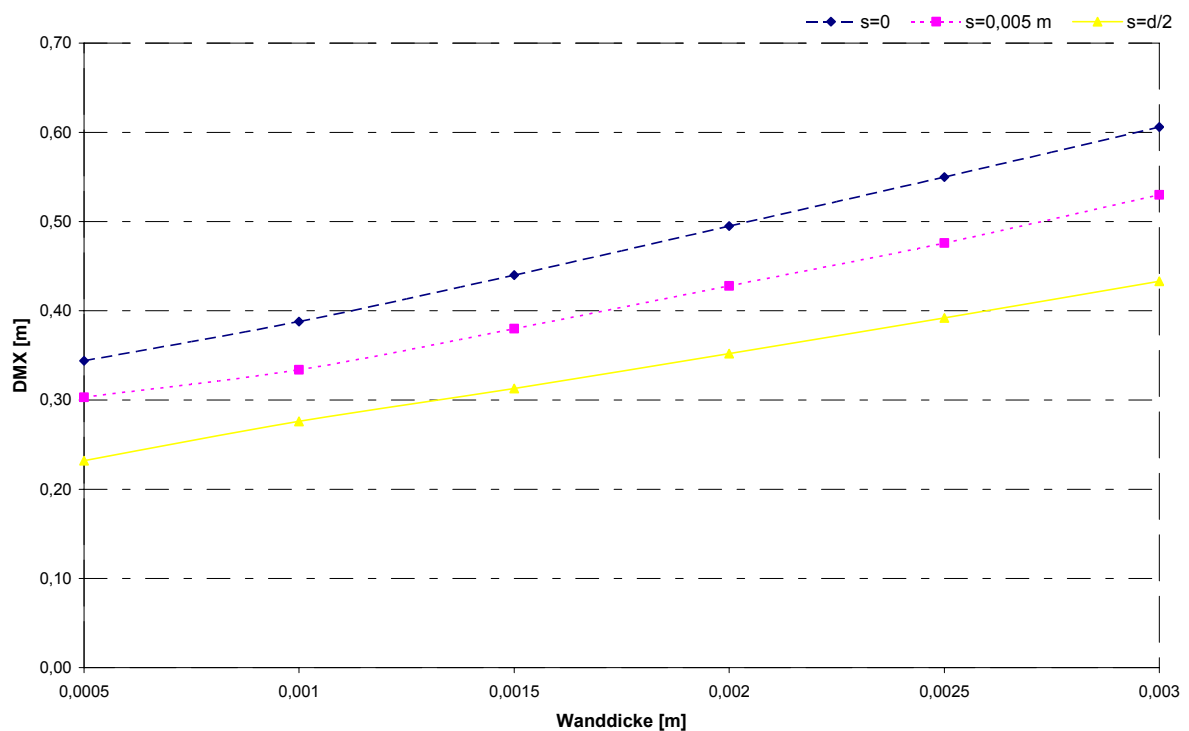


Diagramm 9. 4: Zusammenhang Wanddicke und max. Auslenkung (zweifach gelagertes Modell)

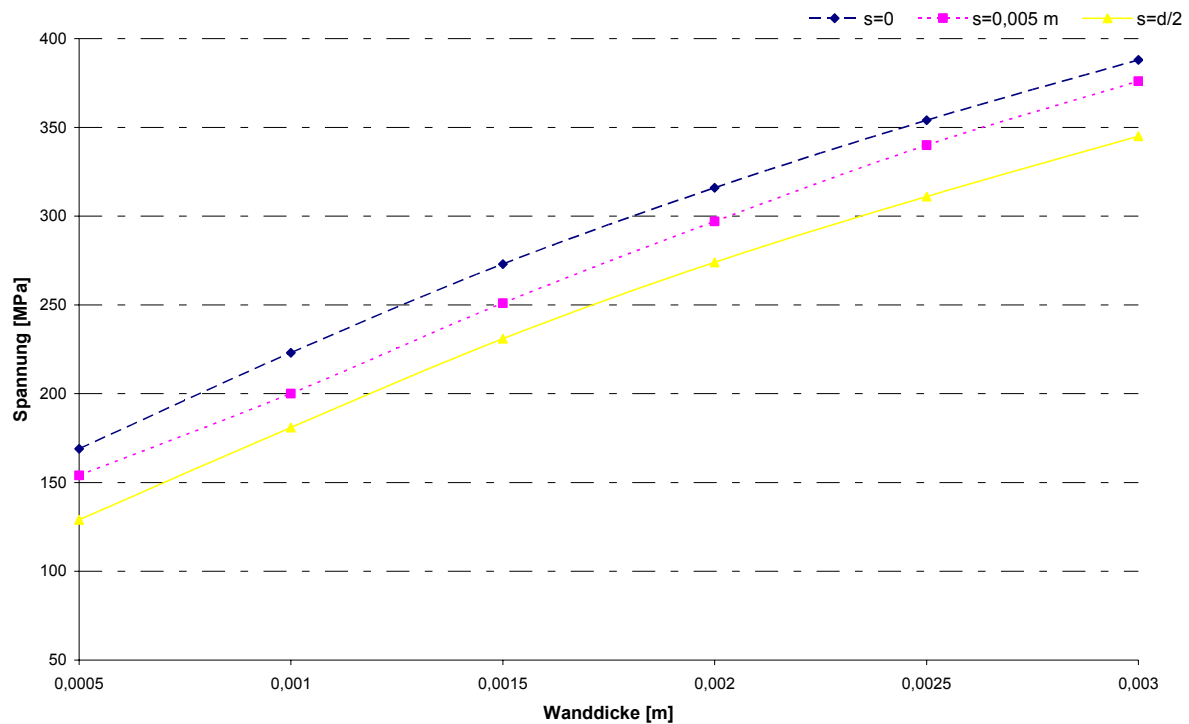


Diagramm 9. 8: Zusammenhang Wanddicke und Spannung (mehrfach gelagertes Modell)

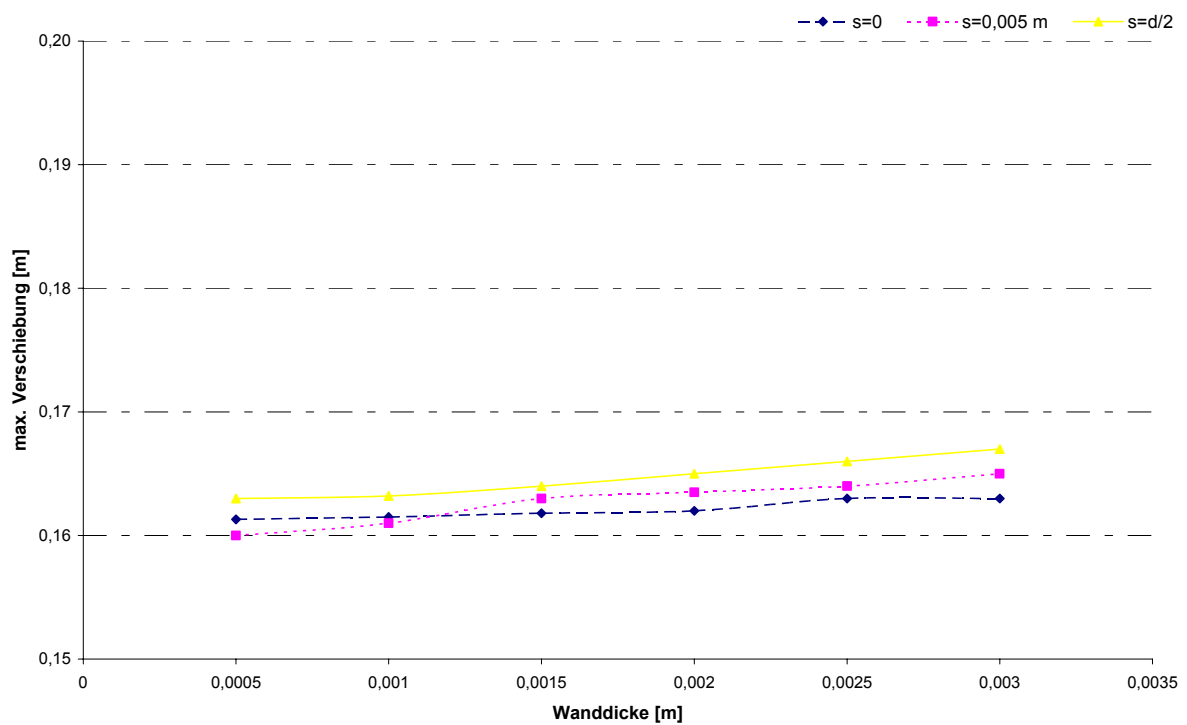


Diagramm 9. 9: Zusammenhang Wanddicke und max. Auslenkung (mehrfach gelagertes Modell)

9.4 Jahressimulation

9.4.1 Simulationsmodell des Solarturmkraftwerks

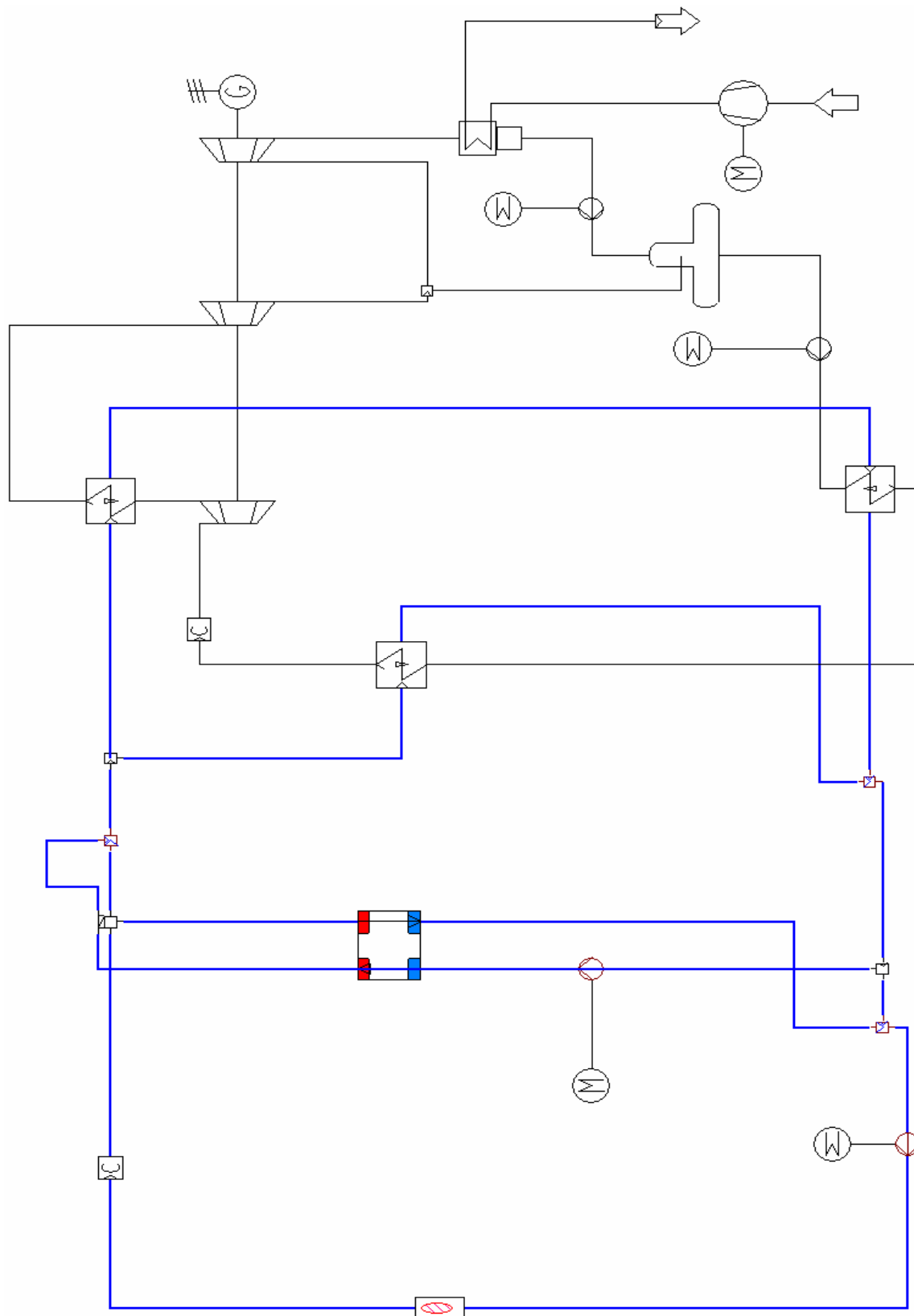


Bild 9. 5: IPSEpro Modell des Turmkraftwerks

9.4.2 Powerblock- Parameter

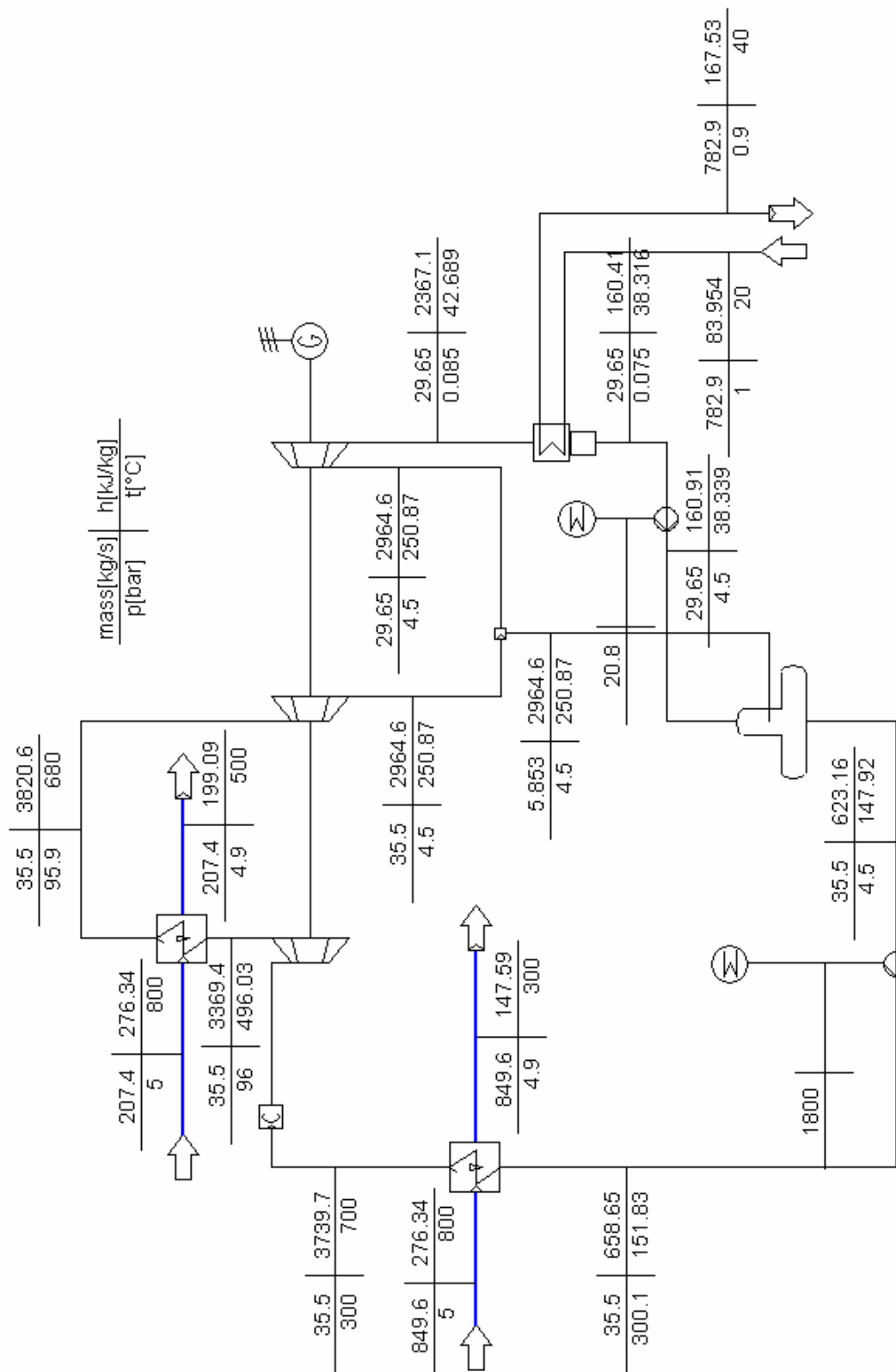


Bild 9. 6: eingestellte Werte des Powerblocks

9.4.3 Ergebnisse der Jahressimulation

Erklärung zu den Kombinationen:

- Nr. 1- 7: 100 MWel Solarturmkraftwerk mit Variation des minimalen DNI-Wert mit dem Ziel: ab welcher Wert soll das Kraftwerk eingeschaltet werden.
- Nr. 8-9: 100 MWel I Solarturmkraftwerk: Variation mit 7% mehr bzw. weniger jährlicher direkte Sonnenstrahlung;
- Nr.10: 100 MWel -Kraftwerk; Simulation mit der Wetterdaten aus Las Vegas
- Nr. 11-12: 100 MWel Solarturmkraftwerk: Variation mit 5% mehr bzw.5% weniger Receiverwirkungsgrad
- Nr. 13 : 50 MWel Solarturmkraftwerk

| Konfiguration Nr. | Anzahl Helis | Installierte Spiegelfläche gesamt | Max. DNI 26.02 um 13 h Max . DNI (Vegas) 9.01 um 13 | Massenstrom [kg/s] |
|-------------------|--------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------|
| | | [m ²] | | peak |
| 1 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 2 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 3 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 4 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 5 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 6 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 7 | 8353 | 1013553 | 985 | 3449,30 |
| 8 | 8353 | 1013553 | 1054 | 3671,30 |
| 9 | 8353 | 1013553 | 916 | 3224,30 |
| 10 | 8353 | 1013553 | 1018 | 3724,87 |
| 11 | 8353 | 1013553 | 985 | 3640,01 |
| 12 | 8353 | 1013553 | 985 | 3300,57 |
| 13 | 3876 | 470314 | 985 | 1704,53 |

| Konfiguration Nr. | Speicherbeladestunden pro Jahr | Mischbetriebsstunden pro Jahr | Solare Betriebsstunden pro Jahr insgesamt | Speicherentladestunden pro Jahr ohne Mischbetrieb | Kraftwerksbetriebsstunden pro Jahr insgesamt |
|-------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| 1 | 1535 | 671 | 2053 | 864 | 3588 |
| 2 | 1533 | 669 | 2053 | 863 | 3586 |
| 3 | 1530 | 666 | 2053 | 861 | 3583 |
| 4 | 1527 | 659 | 2053 | 857 | 3580 |
| 5 | 1520 | 649 | 2053 | 852 | 3573 |
| 6 | 1509 | 631 | 2053 | 843 | 3562 |
| 7 | 1492 | 618 | 2053 | 836 | 3545 |
| 8 | 1776 | 683 | 2095 | 1093 | 3871 |
| 9 | 1314 | 665 | 1995 | 649 | 3309 |
| 10 | 1950 | 849 | 2591 | 1101 | 4541 |
| 11 | 1712 | 671 | 2083 | 1041 | 3795 |
| 12 | 1380 | 670 | 2015 | 710 | 3395 |
| 13 | 1706 | 674 | 2052 | 1032 | 3758 |

| Konfiguration Nr. | insgesamt eingespeicherte Wärmemenge pro Jahr | Dem Speicher entnommene Wärmemenge pro Jahr während Mischbetrieb | Dem Speicher entnommene Wärmemenge pro Jahr außerhalb Mischbetrieb | insgesamt Wärmemenge Pro Jahr |
|----------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| | [GWh] | [GWh] | [GWh] | [GWh] |
| 1 | 333,1 | 88,2 | 214,7 | 945,0 |
| 2 | 332,7 | 88,0 | 214,4 | 944,6 |
| 3 | 331,8 | 87,6 | 214,0 | 943,7 |
| 4 | 330,0 | 86,6 | 213,1 | 941,9 |
| 5 | 327,3 | 85,3 | 211,7 | 939,1 |
| 6 | 322,7 | 83,0 | 209,5 | 934,6 |
| 7 | 319,3 | 81,3 | 207,7 | 931,1 |
| 8 | 396,2 | 88,6 | 271,5 | 1011,2 |
| 9 | 271,0 | 85,2 | 161,2 | 878,8 |
| 10 | 398,0 | 88,3 | 273,5 | 1185,5 |
| 11 | 380,9 | 87,6 | 258,6 | 994,8 |
| 12 | 291,2 | 88,4 | 176,4 | 900,1 |
| 13 | 178,0 | 42,6 | 119,2 | 119,2 |

| Konfiguration Nr. | Jahresstrom-menge während Speicherbeladung | Jahresstrom- menge während Mischbetrieb | Jahresstrommenge während Speicherentladung außerhalb Mischbetrieb | Jahresstrom- menge brutto | Hilfsenergie |
|----------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|------------------------------|--------------|
| | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] |
| 1 | 205,3 | 67,1 | 86,4 | 358,8 | 21,1 |
| 2 | 205,2 | 66,9 | 86,3 | 358,4 | 21,1 |
| 3 | 205,0 | 66,6 | 86,1 | 357,7 | 21,1 |
| 4 | 204,6 | 65,9 | 85,7 | 356,3 | 21,1 |
| 5 | 204,0 | 64,9 | 85,2 | 354,1 | 21,2 |
| 6 | 203,0 | 63,1 | 84,3 | 350,5 | 21,2 |
| 7 | 202,3 | 61,8 | 83,6 | 347,7 | 21,2 |
| 8 | 209,5 | 68,3 | 109,3 | 387,1 | 22,5 |
| 9 | 199,5 | 66,5 | 64,9 | 330,9 | 19,8 |
| 10 | 259,1 | 84,9 | 110,1 | 454,1 | 25,3 |
| 11 | 208,3 | 67,1 | 104,1 | 379,5 | 22,2 |
| 12 | 201,5 | 67,0 | 71,0 | 339,5 | 20,0 |
| 13 | 102,6 | 33,7 | 51,6 | 187,9 | 10,2 |

| Konfiguration Nr. | Jahresstrom-menge netto | Investitions- kosten | Betriebskosten | Stromge- stehungskosten |
|----------------------|----------------------------|-------------------------|----------------|----------------------------|
| | [GWh/a] | [Mio. €] | [Mio. €/a] | [cent/kWh _{el}] |
| 1 | 337,8 | 466,4 | 7,53 | 13,36 |
| 2 | 337,3 | 466,4 | 7,53 | 13,37 |
| 3 | 336,6 | 466,4 | 7,53 | 13,40 |
| 4 | 335,2 | 466,4 | 7,53 | 13,46 |
| 5 | 332,9 | 466,4 | 7,53 | 13,55 |
| 6 | 329,2 | 466,4 | 7,53 | 13,70 |
| 7 | 326,5 | 466,4 | 7,53 | 13,70 |
| 8 | 364,6 | 466,4 | 7,53 | 12,38 |
| 9 | 311,1 | 466,4 | 7,53 | 14,50 |
| 10 | 428,8 | 466,4 | 7,53 | 10,52 |
| 11 | 357,4 | 467,6 | 7,54 | 12,66 |
| 12 | 319,5 | 465,8 | 7,52 | 14,11 |
| 13 | 177,7 | 235,3 | 4,23 | 13,05 |

Tabelle 9. 1: Strommengen, Betriebsstunden und Stromgestehungskosten der untersuchten Kraftwerkskonfigurationen

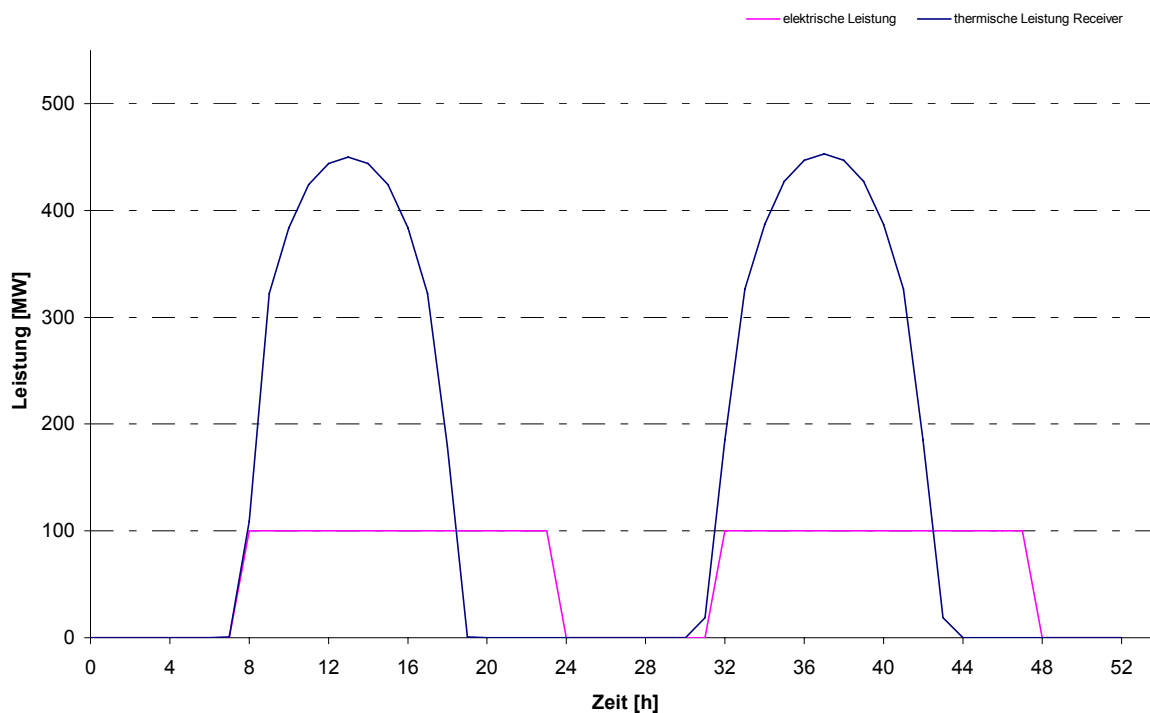


Diagramm 9. 10: Leistungsprofil 20.03- 21.03 (Sevilla)

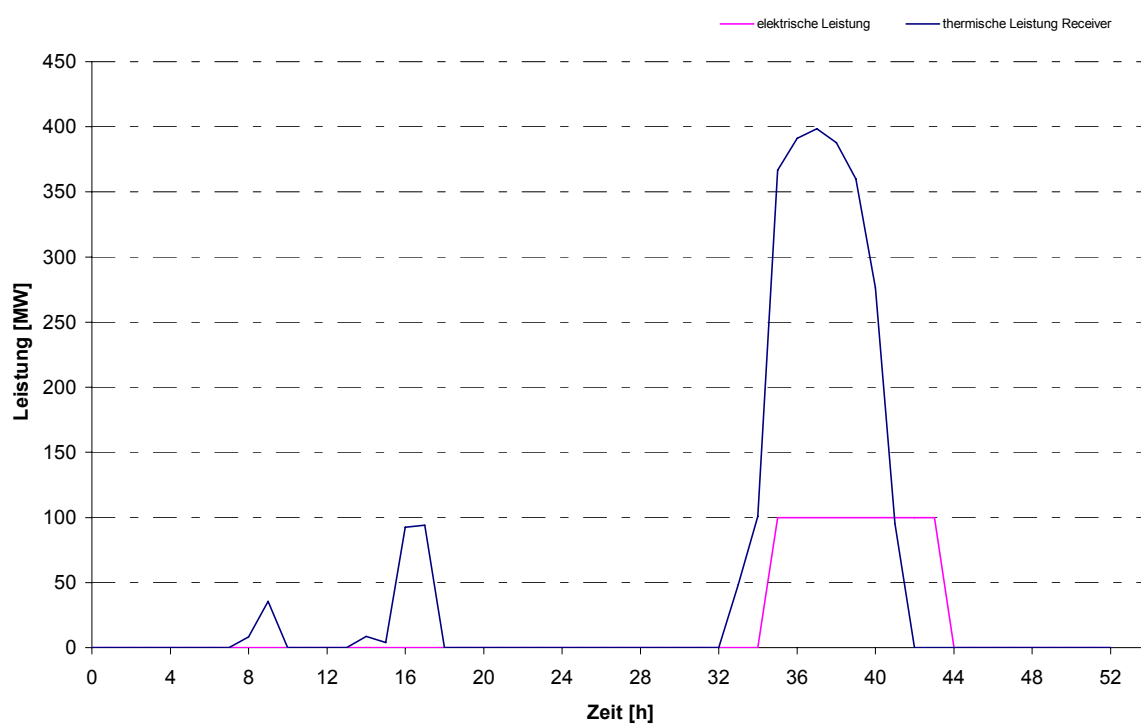


Diagramm 9. 11: Leistungsprofil 20.12- 21.12 (Sevilla)

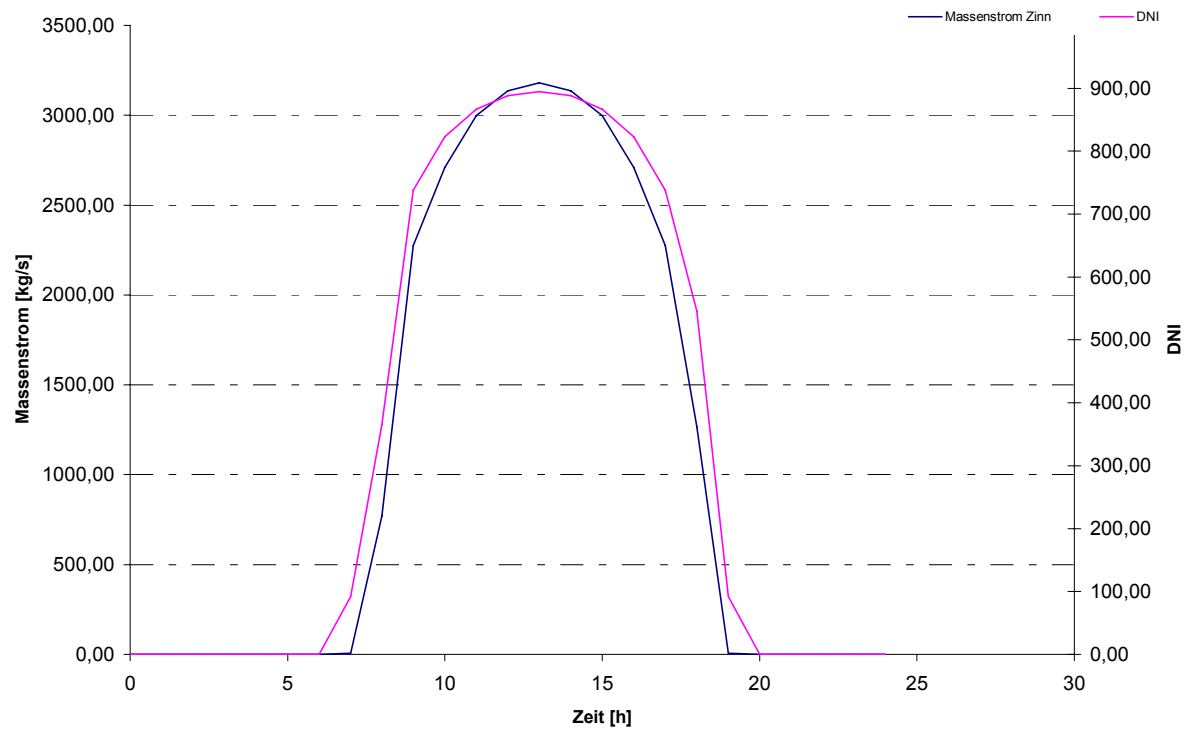


Diagramm 9.12: Zusammenhang Massenstrom/ DNI

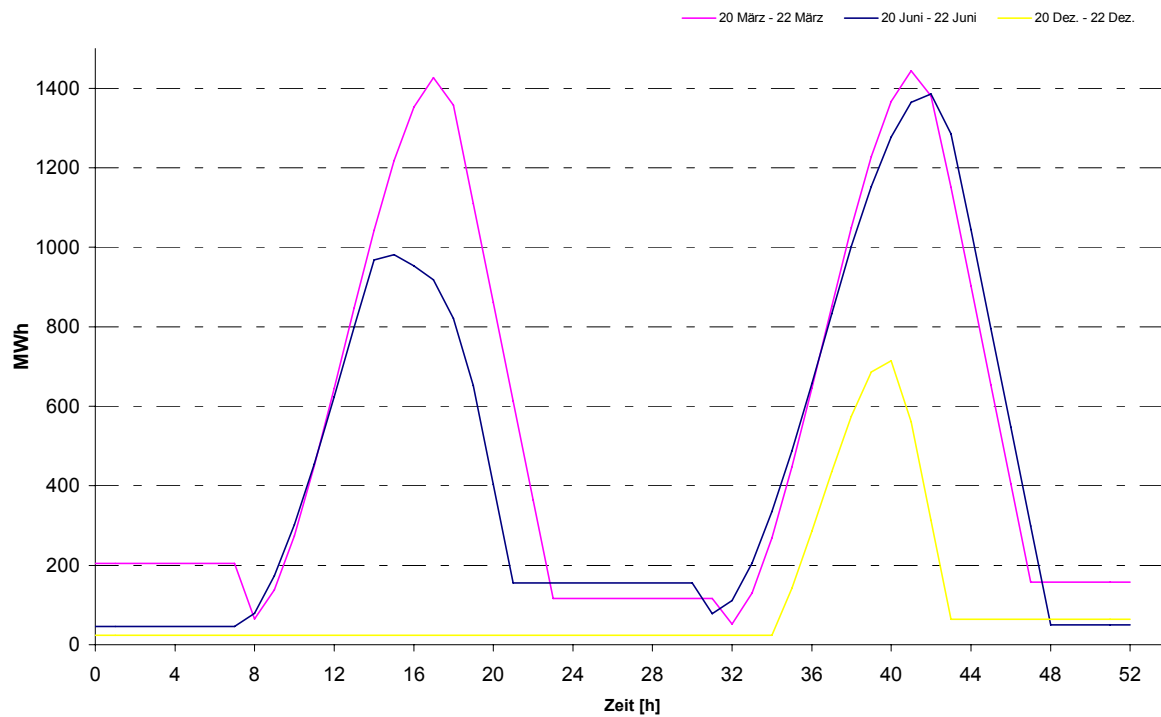


Diagramm 9.13: Speicherstand

9.4.4 Wetterdaten

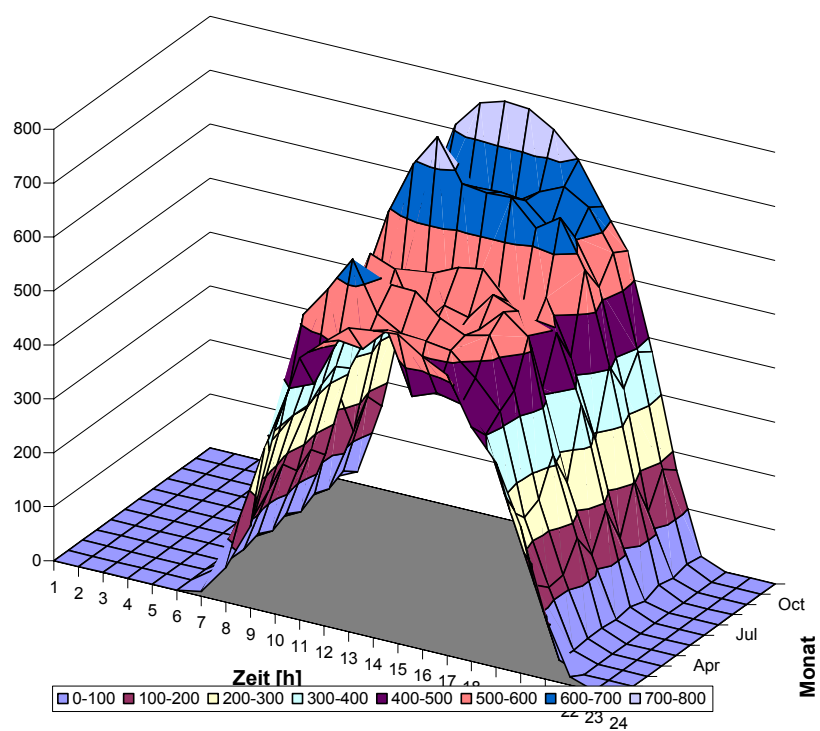


Diagramm 9. 14: DNI- Standort Sevilla

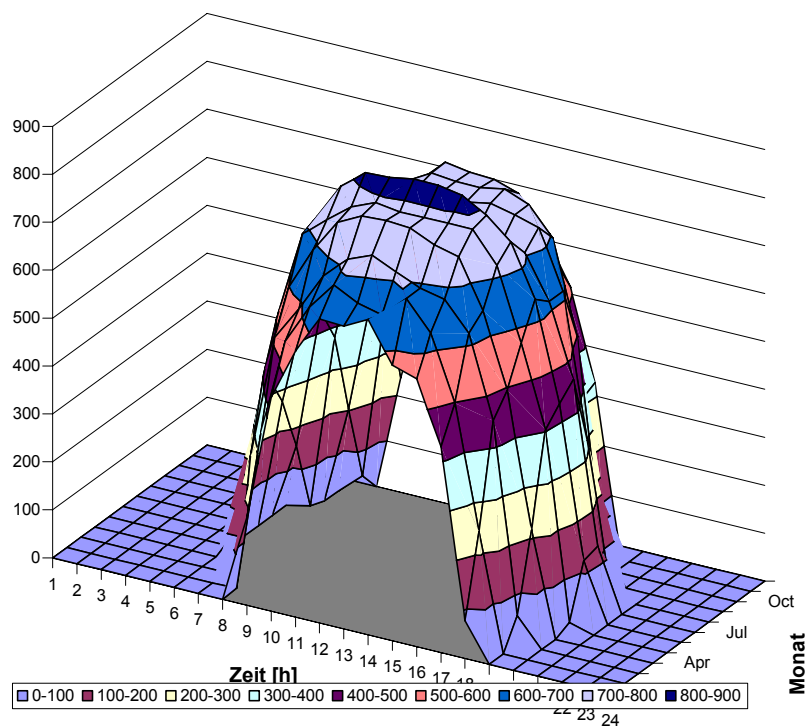


Diagramm 9. 15: DNI- Standort Las Vegas

9.5 Kostenaufstellung verschiedener Konfigurationen

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] **466,44**

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Helioisten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Helioisten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

| | |
|---------------------------------|-------------|
| Betriebskosten [Mio €/a] | 7,53 |
|---------------------------------|-------------|

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
|--------------------------------------------|-------------|

| | |
|------------------------------------|-------------|
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
|------------------------------------|-------------|

| | |
|---------------------------------|-------------|
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
|---------------------------------|-------------|

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |
|-------------------------------|-------------|

| | |
|--------------------------------|---------------|
| jährliche Kapitalkosten | 15,548 |
|--------------------------------|---------------|

| | |
|-------------------------------|--------------|
| jährliche Gesamtkosten | 23,08 |
|-------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------|---------------|
| Jahrestrommenge- Netto [GWh] | 337,75 |
|-------------------------------------|---------------|

| | |
|------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 205,30 |
|------------------------------------------------|--------|

| | |
|--------------------------------------------|-------|
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 67,10 |
|--------------------------------------------|-------|

| | |
|-------------------------------------------------|-------|
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 86,40 |
|-------------------------------------------------|-------|

| | |
|-------------------|-------|
| Hilfsenergie[GWh] | 21,05 |
|-------------------|-------|

| | |
|--------------------------------------------------------------|--------------|
| Stromgestehungskosten [€/kW_h_{el}] | 0,134 |
|--------------------------------------------------------------|--------------|

Tabelle 9.2: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 1

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Betriebskosten [Mio €/a] | 7,53 |
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

| | |
|--------------------------------|---------------|
| jährliche Kapitalkosten | 15,548 |
| jährliche Gesamtkosten | 23,08 |
| Jahrestrommenge [GWh] | 337,35 |

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 205,21 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 66,94 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 86,12 |
| Hilfsenergie [GWh] | 21,07 |

Tabelle 9.3: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 2

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,53

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548**jährliche Gesamtkosten 23,08****Jahrestrommenge [GWh] 336,65**

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 205,02 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 66,61 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 86,28 |
| Hilfsenergie [GWh] | 21,10 |

Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] 0,134

Tabelle 9.4: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr.3

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

| | |
|---------------------------------|-------------|
| Betriebskosten [Mio €/a] | 7,53 |
|---------------------------------|-------------|

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
|--------------------------------------------|-------------|

| | |
|------------------------------------|-------------|
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
|------------------------------------|-------------|

| | |
|---------------------------------|-------------|
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
|---------------------------------|-------------|

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |
|-------------------------------|-------------|

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 335,19

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 204,62 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 65,92 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 85,75 |
| Hilfsenergie [GWh] | 21,20 |

| | |
|---------------------------------------------------|--------------|
| Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] | 0,135 |
|---------------------------------------------------|--------------|

Tabelle 9.5: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 4

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,53

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 332,88

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 204,02 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 65,92 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 85,75 |
| Hilfsenergie [GWh] | 21,20 |

Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] 0,136

Tabelle 9.6: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 5

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,53

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 329,24

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 203,04 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 63,15 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 84,28 |
| Hilfsenergie [GWh] | 21,23 |

Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] 0,137

Tabelle 9.7: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 6

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d _i /2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

| | |
|---------------------------------|-------------|
| Betriebskosten [Mio €/a] | 7,53 |
|---------------------------------|-------------|

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 329,24

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 203,04 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 61,82 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 83,58 |
| Hilfsenergie [GWh] | 21,24 |

Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] 0,137

Tabelle 9. 81: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 7

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,53

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 364,58

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 396,15 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 88,59 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 271,55 |
| Hilfsenergie [GWh] | 22,52 |

Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] 0,124

Tabelle 9.9: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 8

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,53

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 311,10

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 199,50 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 66,50 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 64,90 |
| Hilfsenergie [GWh] | 22,52 |

| | |
|---------------------------------------------------|--------------|
| Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] | 0,145 |
|---------------------------------------------------|--------------|

Tabelle 9. 20: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 9

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 466,44

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,97 |
| Anzahl Receiverrohre | 1034 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,23 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,12 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,53

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 428,76

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 259,10 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 84,90 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 110,10 |
| Hilfsenergie [GWh] | 25,34 |

| | |
|---------------------------------------------------|--------------|
| Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] | 0,105 |
|---------------------------------------------------|--------------|

Tabelle 9. 31: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 10

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 467,63

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 2,95 |
| Anzahl Receiverrohre | 1551 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,33 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,23 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,54

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,32 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,75 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 357,35

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 208,30 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 67,10 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 104,10 |
| Hilfsenergie [GWh] | 22,15 |

| | |
|---------------------------------------------------|--------------|
| Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] | 0,127 |
|---------------------------------------------------|--------------|

Tabelle 9. 42: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 11

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 465,85

| | |
|-----------------------------------------------|---------------|
| Heliostaten [Mio €] | 131,76 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 8353 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 1,12 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 1497619 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 35,74 |
| Zinn [T] | 3574 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Receiver [Mio €] | 1,47 |
| Anzahl Receiverrohre | 775 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d/2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 3,01 |
| Höhe [m] | 169,7 |

| | |
|----------------------------|---------------|
| Speicher [Mio €] | 117,48 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 2349657,43 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 65,00 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 100000 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 12 |
|-----------------------------------------|-----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 35,19 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 20,00 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 43,07 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 7,52

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,30 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 4,31 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 1,74 |

jährliche Kapitalkosten 15,548

jährliche Gesamtkosten 23,08

Jahrestrommenge [GWh] 319,46

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 201,50 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 67,00 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 71,00 |
| Hilfsenergie [GWh] | 20,04 |

Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] 0,141

Tabelle 9. 53: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr. 12

Allgemein:

| | |
|----------------------------|--------|
| Abschreibungsdauer [Jahre] | 30 |
| Zinssatz [%] | 7 |
| Annuitätsfaktor | 0,0806 |

Investitionskosten [Mio €] 235,28

| | |
|-----------------------------------------------|--------------|
| Heliostaten [Mio €] | 61,14 |
| Fläche Heliostat [m ²] | 121,34 |
| Anzahl Heliostaten | 3876 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 130 |

| | |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Gelände und Infrastruktur [Mio €] | 0,59 |
| Heliostaten Landbedarf [m ²] | 791408 |
| Flächenspezifische Kosten [€/m ²] | 0,75 |

| | |
|---------------------|--------------|
| Zinn [Mio €] | 17,01 |
| Zinn [T] | 1701,45 |
| Kosten [€/T] | 10000 |

| | |
|-----------------------------|-------------------|
| Receiver [Mio €] | 1,48 |
| Anzahl Receiverrohre | 778 |
| d _a [m] | 0,031 |
| d _i [m] | 0,03 |
| L [m] | 14,8 |
| Spaltabstand s [m] | d _i /2 |
| Dichte [kg/m ³] | 8470 |
| Kosten [€/kg] | 100 |

| | |
|---------------------|-------------|
| Turm [Mio €] | 2,21 |
| Höhe [m] | 138,5 |

| | |
|----------------------------|--------------|
| Speicher [Mio €] | 58,74 |
| Spezifische Kosten [€/kWh] | 50 |
| Kapazität [kWh] | 1174828,715 |

| | |
|------------------------------------------|--------------|
| Maschinentechnik [Mio €] | 32,50 |
| Spezifische Kosten [€/kW _{el}] | 650 |
| Leistung _{el} [kW] | 50000 |

| | |
|-----------------------------------------|----------|
| Elektro- und Leittechnik [Mio €] | 7 |
|-----------------------------------------|----------|

| | |
|------------------------------------|--------------|
| Ingenieurleistungen [Mio €] | 17,87 |
|------------------------------------|--------------|

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Sonstiges (Wärmetauscher, Rohwassertank u. -aufbereitung, Speisewasseraufbereitung, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtung, Meteostation, Reinigungsgeräte der Felder, Straße, Zaun, Verwaltungsgebäude) [Mio €] | 15,00 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|

| | |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Reserve für Unvorhersehbarkeiten [Mio €] | 21,74 |
|-------------------------------------------------|--------------|

Betriebskosten [Mio €/a] 4,23

| | |
|--------------------------------------------|-------------|
| Personal (auch Reinigung) [Mio €/a] | 1,00 |
| Wartung/Reparatur [Mio €/a] | 2,17 |
| Overheadkosten [Mio €/a] | 0,18 |
| Versicherung [Mio €/a] | 0,88 |

| | |
|--------------------------------|---------------|
| jährliche Kapitalkosten | 7,82 |
| jährliche Gesamtkosten | 12,07 |
| Jahrestrommenge [GWh] | 177,69 |

| | |
|-------------------------------------------------|--------|
| Jahrestrommenge während Speicherbeladung [GWh] | 102,60 |
| Jahrestrommenge während Mischbetrieb [GWh] | 33,70 |
| Jahrestrommenge während Speicherentladung [GWh] | 51,60 |
| Hilfsenergie [GWh] | 10,21 |

| | |
|---------------------------------------------------|--------------|
| Stromgestehungskosten [€/kWh_{el}] | 0,131 |
|---------------------------------------------------|--------------|

Tabelle 9. 146: Kostenaufstellung für Konfiguration Nr.13

9.5.1 Sensitivitätsanalyse auf die Stromgestehungskosten

| Skalierung | Investitions- kosten | flächen- spezifische Heliostaten- kosten | spezifische Kosten Speicher | spezifische Kosten Zinn | Rohranzahl | Betriebs-kosten | Zinsfuß | Abschrei- bungsdauer | Jahresstrom- menge |
|-------------|-------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|------------|-----------------|---------|-------------------------|-----------------------|
| Designpunkt | 466,44 Mio. € | 130 €/m ² | 50 €/kWh | 10000 €/T | | 7,53 Mio. € | 7% | 30 Jahre | 373,82 GWh/a |
| 0,5 | 6,05 | 11,15 | 11,39 | 12,80 | 13,33 | 12,24 | 9,74 | 17,39 | 26,72 |
| 0,6 | 7,81 | 11,59 | 11,78 | 12,91 | 13,33 | 12,47 | 10,41 | 15,96 | 22,26 |
| 0,7 | 9,10 | 12,03 | 12,18 | 13,02 | 13,34 | 12,69 | 11,11 | 14,97 | 19,08 |
| 0,8 | 10,50 | 12,49 | 12,57 | 13,14 | 13,35 | 12,91 | 11,84 | 14,27 | 16,70 |
| 0,9 | 11,90 | 12,92 | 12,96 | 13,25 | 13,35 | 13,14 | 12,59 | 13,75 | 14,84 |
| 1 | 13,36 | 13,36 | 13,36 | 13,36 | 13,36 | 13,36 | 13,36 | 13,36 | 13,36 |
| 1,1 | 14,80 | 13,80 | 13,75 | 13,47 | 13,37 | 13,58 | 14,15 | 13,06 | 12,14 |
| 1,2 | 16,30 | 14,24 | 14,15 | 13,58 | 13,37 | 13,80 | 14,96 | 12,82 | 11,13 |
| 1,3 | 17,90 | 14,68 | 14,54 | 13,69 | 13,38 | 14,03 | 15,79 | 12,64 | 10,28 |
| 1,4 | 19,40 | 15,13 | 14,93 | 13,80 | 13,39 | 14,25 | 16,64 | 12,50 | 9,64 |
| 1,5 | 21,00 | 15,57 | 15,33 | 13,91 | 13,39 | 14,47 | 17,49 | 12,38 | 8,91 |

| Skalierung | Receiverwirku- ngsgrad |
|------------|---------------------------|
| | 0,875 |
| 0,95 | 14,11 |
| 1 | 13,36 |
| 1,05 | 12,66 |

Tabelle 9. 15: Untersuchung des Einflusses verschiedener Parameter auf die Stromgestehungskosten

9.6 Programme und Routinen

9.6.1 IPSEpro- Model Description Language (neu definierte Bausteine)

```
#####
```

```
# Properties of heat transfer fluid tin
```

```
fh:   if blocksize() == 0 && isconverged(t) then
      h = 0.2575*(t+273.15);
```

```
      else
```

```
        t = (h/0.2575)-273.15;
```

```
fs:   s = 1;
```

```
fv:   v = 0.000143472023;
```

```
t1:   test (mass >= 0.0) warning "mass flow negative";
```

```
#####
```

```
# Storage
```

```
# mass balance
```

```
f1:   feed_hot.mass=drain_hot.mass;
```

```
f2:   feed_cold.mass=drain_cold.mass;
```

```
# pressure drop equations
```

```
f3:   feed_hot.p-delta_p_hot=drain_hot.p;
```

```
f4:   feed_cold.p-delta_p_cold=drain_cold.p;
```

```
# heat transfer
```

```
f5:   heattrans_hot=-(drain_hot.h-feed_hot.h)*feed_hot.mass;
```

```
f6:   heattrans_cold=(drain_cold.h-feed_cold.h)*feed_cold.mass;
```

```
#####
```

```
# Splitter- tin
```

```
f1:   feed.mass = drain_1.mass+drain_2.mass;
```

```
f2:   feed.p = drain_1.p;
```

```
f3:   feed.p = drain_2.p;
```

```
f4:   feed.h = drain_1.h;
```

```
f5:   feed.h = drain_2.h;
```

```
#test for positive mass flows
```

```
t1:   test (drain_1.mass >= 0.0)error "drain_1 - mass flow is negative";
```

```
t2:   test (drain_2.mass >= 0.0)error "drain_2 - mass flow is negative";
```

```
#####
```

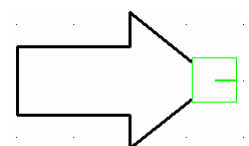
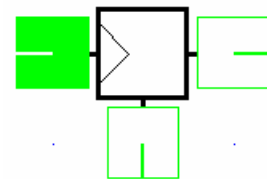
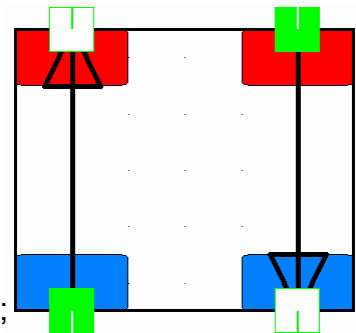
```
# Source- tin
```

```
f1:   mass = drain.mass;
```

```
f2:   p = drain.p;
```

```
f3:   t = drain.t;
```

```
#####
```



```

# Sink- tin
f1:   mass = feed.mass;
f2:   p = feed.p;
f3:   t = feed.t;

#####
# S_Schalt
# mass balance
f0:   feed_2.mass=drain_3.mass;
f1:   feed_1.mass=drain_2.mass+drain_1.mass;
f2:   if sload == 0 then
      drain_2.mass=0;
    else
      feed_2.mass=0;

#pressure
f3:   feed_1.p=drain_2.p;
f4:   feed_1.p=drain_1.p;
f5:   sunloadsunload: feed_2.p=drain_3.p;

#energy balance:
f7:   feed_1.h=drain_2.h;
f8:   feed_1.h=drain_1.h;
f9:   feed_2.h=drain_3.h;
222
#test for positive mass flows
t1:   test (feed_1.mass >= 0.0) error "feed_1 - mass flow is negative";
t2:   test (feed_2.mass >= 0.0) error "feed_2 - mass flow is negative";

#####
# Receiver- tin
# mass balance
f1:   feed.mass=drain.mass;

# pressure drop equations
f2:   feed.p-delta_p=drain.p;

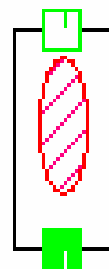
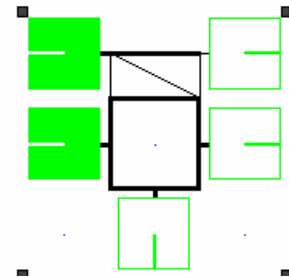
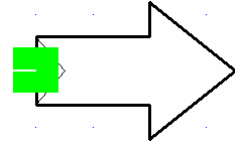
# heat transfer
f3:   heat_transfer=(drain.h-feed.h)*feed.mass;

# irradiation
f4:   heat_transfer=eta_receiver*eta_field*A_field*DNI*0.001;

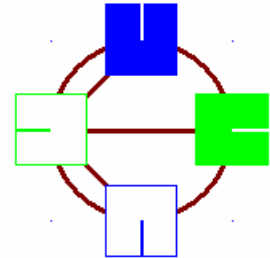
# test conditions
t1:   test(delta_p>=0.0) warning "pressure drop negative";

#####
# Pump- tin
# mass balance
f1:   feed.mass = drain.mass;

```




```
f2:    drain.h=(0.000143472023*((drain.p-feed.p)*100))/0.9+feed.h;
#----- gültig für zinn-----;
# both sides connected drain.mass
ifl ref(shaft_in) && ref(shaft_out) then
    f3a:    (feed.h - drain.h)* feed.mass *0.001/eta_m + shaft_in.power -
shaft_out.power = 0.0;
endifl
```



```
# left side shaft only
ifl ref(shaft_in) && !ref(shaft_out) then
    f3b:    (feed.h - drain.h)* feed.mass *0.001/ eta_m + shaft_in.power = 0.0;
endifl

# right side shaft only
ifl !ref(shaft_in) && ref(shaft_out) then
    f3c:    (feed.h - drain.h) * feed.mass *0.001/ eta_m - shaft_out.power = 0.0;
endifl
```

```
# test conditions
```

```
t1:    test((drain.p - feed.p) >= 0.0)    warning "outlet pressure lower than inlet
pressure";
t2:    test ( eta_p >= 0.0)                error "pump efficiency < 0.0";
t3:    test ( eta_p <= 1.0)                error "pump efficiency >1.0";
t4:    test ( eta_m >= 0.0)                error "mechanical efficiency < 0.0";
t5:    test ( eta_m <= 1.0)                error "mechanical efficiency > 1.0";
```

```
#####
```

```
# Mixer- tin
```

```
# mass balance
```

```
f1:    feed1.mass+feed2.mass-drain.mass = 0.0;
```

```
# energy balance
```

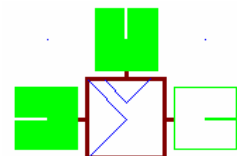
```
f2:    feed1.h*feed1.mass+feed2.h*feed2.mass-drain.h*drain.mass = 0.0;
```

```
# pressure drop feed_1
```

```
f3:    feed1.p-delta_p_1-drain.p = 0.0;
```

```
#pressure drop feed_2
```

```
f4:    feed2.p-delta_p_2-drain.p = 0.0;
```



```
# test for positive pressure drops
```

```
t1:    test (delta_p_1>=0.0)    warning "pressure drop delta_p_1 is negative";
```

```
t2:    test (delta_p_2>=0.0)    warning "pressure drop delta_p_2 is negative";
```

```
#test for positive mass flows
```

```
t3:    test (feed1.mass >= 0.0)  error "feed1 - mass flow is negative";
```

```
t4:    test (feed2.mass >= 0.0)  error "feed2 - mass flow is negative";
```

```
#####
```

9.6.2 Visual Basic- Programme

Sub Statistik_1()

```
'  
' Statistik_1 Makro  
  
' Makro am 15.01.2006 von Saeed Dehghan Moeini modifiziert  
' ----- Kraftwerk ohne Speicher -----  
' Tastenkombination: Strg+s  
,  
  
Dim monat, tag, uhr, t_umgebung, dni, eta_opt, eta_rec, A_Feld  
Dim Object1, Object2, Object3, Object4, Object5, Object6, Object7, Object8,  
Object9, Object10, Object11, Object12, Object13, Object14, Object15, Object16,  
Object17, Object18, Object19, Object20, Object21, object22  
Dim Item1, Item2, Item3, Item4, Item5, Item6, Item7, Item8, Item9, Item10, Item11,  
Item12, Item13, Item14, Item15, Item16, Item17, Item18, Item19, Item20, Item21,  
Item22  
Dim RequestItem1, RequestItem2, RequestItem3, RequestItem4, RequestItem5,  
RequestItem6, RequestItem7, RequestItem8, RequestItem9, RequestItem10,  
RequestItem11, RequestItem12, RequestItem13, RequestItem14, RequestItem15,  
RequestItem16, RequestItem17  
Dim RequestObject1, RequestObject2, RequestObject3, RequestObject4,  
RequestObject5, RequestObject6, RequestObject7, RequestObject8,  
RequestObject9, RequestObject10, RequestObject11, RequestObject12,  
RequestObject13, RequestObject14, RequestObject15, RequestObject16,  
RequestObject17  
Dim ProjectPath, Dataset  
Dim UsedSheet  
Dim nRow  
  
UsedSheet = ActiveSheet.Name  
With Worksheets(UsedSheet)  
    Object1 = .Cells(6, 10).Value  
    Object2 = .Cells(7, 10).Value  
    Object3 = .Cells(8, 10).Value  
    Object4 = .Cells(9, 10).Value  
    Object5 = .Cells(10, 10).Value  
    Object6 = .Cells(11, 10).Value  
    Object7 = .Cells(12, 10).Value  
    Object8 = .Cells(13, 10).Value  
    Object9 = .Cells(14, 10).Value  
    Item1 = .Cells(6, 11).Value  
    Item2 = .Cells(7, 11).Value  
    Item3 = .Cells(8, 11).Value  
    Item4 = .Cells(9, 11).Value  
    Item5 = .Cells(10, 11).Value  
    Item6 = .Cells(11, 11).Value  
    Item7 = .Cells(12, 11).Value  
    Item8 = .Cells(13, 11).Value  
    Item9 = .Cells(14, 11).Value
```

```
RequestObject1 = .Cells(6, 18).Value
RequestObject2 = .Cells(7, 18).Value
RequestObject3 = .Cells(8, 18).Value
RequestObject4 = .Cells(9, 18).Value
RequestObject5 = .Cells(10, 18).Value
RequestObject6 = .Cells(11, 18).Value
RequestObject7 = .Cells(12, 18).Value
RequestObject8 = .Cells(13, 18).Value
RequestObject9 = .Cells(14, 18).Value
RequestObject10 = .Cells(15, 18).Value
RequestObject11 = .Cells(16, 18).Value
RequestObject12 = .Cells(17, 18).Value
RequestObject13 = .Cells(18, 18).Value
RequestItem1 = .Cells(6, 19).Value
RequestItem2 = .Cells(7, 19).Value
RequestItem3 = .Cells(8, 19).Value
RequestItem4 = .Cells(9, 19).Value
RequestItem5 = .Cells(10, 19).Value
RequestItem6 = .Cells(11, 19).Value
RequestItem7 = .Cells(12, 19).Value
RequestItem8 = .Cells(13, 19).Value
RequestItem9 = .Cells(14, 19).Value
RequestItem10 = .Cells(15, 19).Value
RequestItem11 = .Cells(16, 19).Value
RequestItem12 = .Cells(17, 19).Value
RequestItem13 = .Cells(18, 19).Value
ProjectPath = .Cells(3, 3).Value
Dataset = .Cells(4, 3).Value
last_line = .Cells(24, 10).Value
nRow = .Cells(24, 9).Value
```

```
Range("T29:AC10000").Select
' Selection.Clear
Range("Y14").Select
DeleteErrorMessages
```

```
Do While nRow <= last_line
```

```
    monat = .Cells(nRow, 9).Value
    tag = .Cells(nRow, 10).Value
    uhr = .Cells(nRow, 11).Value
    t_umgebung = .Cells(nRow, 12).Value
    dni = .Cells(nRow, 13).Value
    eta_opt = .Cells(nRow, 14).Value
    eta_rec = .Cells(nRow, 15).Value
    A_Feld = .Cells(10, 16).Value
```

```
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object1, Item1, monat
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object2, Item2, tag
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object3, Item3, uhr
```

```

        SendItem ProjectPath, Dataset, Object4, Item4, t_umgebung
        SendItem ProjectPath, Dataset, Object6, Item6, dni
        SendItem ProjectPath, Dataset, Object7, Item7, eta_opt
        SendItem ProjectPath, Dataset, Object8, Item8, eta_rec
        SendItem ProjectPath, Dataset, Object9, Item9, A_Feld

        CheckAndInsertError
    '
        RunCalculation ProjectPath, "0"
        RunCalculation ProjectPath, Dataset
        LoadEstimates ProjectPath, Dataset
        CheckAndInsertError

        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject1, RequestItem1,
UsedSheet, nRow, 18
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject2, RequestItem2,
UsedSheet, nRow, 19
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject3, RequestItem3,
UsedSheet, nRow, 20
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject4, RequestItem4,
UsedSheet, nRow, 21
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject5, RequestItem5,
UsedSheet, nRow, 22
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject6, RequestItem6,
UsedSheet, nRow, 23
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject7, RequestItem7,
UsedSheet, nRow, 24
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject8, RequestItem8,
UsedSheet, nRow, 25
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject9, RequestItem9,
UsedSheet, nRow, 26
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject10, RequestItem10,
UsedSheet, nRow, 27
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject11, RequestItem11,
UsedSheet, nRow, 28
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject12, RequestItem12,
UsedSheet, nRow, 29
        RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject13, RequestItem13,
UsedSheet, nRow, 30

        CheckAndInsertError

        .Cells(20, 11) = nRow - .Cells(20, 9).Value + 1
    '
        ActiveWindow.SmallScroll Down:=1
        nRow = nRow + 1

        Do While .Cells(nRow, 13).Value <= 0
            nRow = nRow + 1
        Loop

```

```

Loop
' .Cells(14, 10).Select
' Selection.Copy
' ActiveWindow.Panes(3).Activate
' Range(Cells(22, 6), Cells(nRow - 1, 6)).Select
' Selection.PasteSpecial Paste:=xlAll, Operation:=xlSubtract, SkipBlanks:= _
' False, Transpose:=False

Range(Cells(29, 18), Cells(nRow, 28)).Select
Selection.NumberFormat = "0.00"
' ActiveWindow.SmallScroll Down:=-1
Range("Y14").Select
' DisplayErrorMessages

```

End With

End Sub

#####

Sub Statistik_2()

' Statistik_2 Makro

' Makro am 20.01.2006 von Saeed Dehghan Moeini modifiziert

' ----- Kraftwerk mit Speicher -----

' Tastenkombination: Strg+s

```

Dim monat, tag, uhr, t_umgebung, dni, eta_opt, eta_rec, A_Feld, mass
Dim Object1, Object2, Object3, Object4, Object5, Object6, Object7, Object8,
Object9, Object10, Object11, Object12, Object13, Object14, Object15, Object16,
Object17, Object18, Object19, Object20, Object21, object22
Dim Item1, Item2, Item3, Item4, Item5, Item6, Item7, Item8, Item9, Item10, Item11,
Item12, Item13, Item14, Item15, Item16, Item17, Item18, Item19, Item20, Item21,
Item22
Dim RequestItem1, RequestItem2, RequestItem3, RequestItem4, RequestItem5,
RequestItem6, RequestItem7, RequestItem8, RequestItem9, RequestItem10,
RequestItem11, RequestItem12, RequestItem13, RequestItem14, RequestItem15,
RequestItem16, RequestItem17
Dim RequestObject1, RequestObject2, RequestObject3, RequestObject4,
RequestObject5, RequestObject6, RequestObject7, RequestObject8,
RequestObject9, RequestObject10, RequestObject11, RequestObject12,
RequestObject13, RequestObject14, RequestObject15, RequestObject16,
RequestObject17
Dim ProjectPath, Dataset
Dim UsedSheet
Dim nRow

```

UsedSheet = ActiveSheet.Name

With Worksheets(UsedSheet)

Object1 = .Cells(6, 10).Value

```
Object2 = .Cells(7, 10).Value
Object3 = .Cells(8, 10).Value
Object4 = .Cells(9, 10).Value
Object5 = .Cells(10, 10).Value
Object6 = .Cells(11, 10).Value
Object7 = .Cells(12, 10).Value
Object8 = .Cells(13, 10).Value
Object9 = .Cells(14, 10).Value
Object10 = .Cells(15, 10).Value
Item1 = .Cells(6, 11).Value
Item2 = .Cells(7, 11).Value
Item3 = .Cells(8, 11).Value
Item4 = .Cells(9, 11).Value
Item5 = .Cells(10, 11).Value
Item6 = .Cells(11, 11).Value
Item7 = .Cells(12, 11).Value
Item8 = .Cells(13, 11).Value
Item9 = .Cells(14, 11).Value
Item10 = .Cells(15, 11).Value
RequestObject1 = .Cells(6, 18).Value
RequestObject2 = .Cells(7, 18).Value
RequestObject3 = .Cells(8, 18).Value
RequestObject4 = .Cells(9, 18).Value
RequestObject5 = .Cells(10, 18).Value
RequestObject6 = .Cells(11, 18).Value
RequestObject7 = .Cells(12, 18).Value
RequestObject8 = .Cells(13, 18).Value
RequestObject9 = .Cells(14, 18).Value
RequestObject10 = .Cells(15, 18).Value
RequestObject11 = .Cells(16, 18).Value
RequestObject12 = .Cells(17, 18).Value
RequestObject13 = .Cells(18, 18).Value
RequestObject14 = .Cells(19, 18).Value
RequestItem1 = .Cells(6, 19).Value
RequestItem2 = .Cells(7, 19).Value
RequestItem3 = .Cells(8, 19).Value
RequestItem4 = .Cells(9, 19).Value
RequestItem5 = .Cells(10, 19).Value
RequestItem6 = .Cells(11, 19).Value
RequestItem7 = .Cells(12, 19).Value
RequestItem8 = .Cells(13, 19).Value
RequestItem9 = .Cells(14, 19).Value
RequestItem10 = .Cells(15, 19).Value
RequestItem11 = .Cells(16, 19).Value
RequestItem12 = .Cells(17, 19).Value
RequestItem13 = .Cells(18, 19).Value
RequestItem14 = .Cells(19, 19).Value
ProjectPath = .Cells(3, 3).Value
Dataset = .Cells(4, 3).Value
last_line = .Cells(24, 10).Value
nRow = .Cells(24, 9).Value
```

```

Range("T29:AC10000").Select
' Selection.Clear
Range("Y14").Select
DeleteErrorMessages

```

```

Do While nRow <= last_line

```

```

    monat = .Cells(nRow, 9).Value
    tag = .Cells(nRow, 10).Value
    uhr = .Cells(nRow, 11).Value
    t_umgebung = .Cells(nRow, 12).Value
    dni = .Cells(nRow, 13).Value
    eta_opt = .Cells(nRow, 14).Value
    eta_rec = .Cells(nRow, 15).Value
    A_Feld = .Cells(10, 16).Value
    mass = .Cells(nRow, 16).Value

```

```

    SendItem ProjectPath, Dataset, Object1, Item1, monat
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object2, Item2, tag
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object3, Item3, uhr
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object4, Item4, t_umgebung
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object5, Item5, Strahlung - direkt
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object6, Item6, dni
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object7, Item7, eta_opt
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object8, Item8, eta_rec
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object9, Item9, A_Feld
    SendItem ProjectPath, Dataset, Object10, Item10, mass

```

```

    CheckAndInsertError
    ' RunCalculation ProjectPath, "0"
    RunCalculation ProjectPath, Dataset
    LoadEstimates ProjectPath, Dataset
    CheckAndInsertError

```

```

    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject1, RequestItem1,
UsedSheet, nRow, 18
    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject2, RequestItem2,
UsedSheet, nRow, 19
    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject3, RequestItem3,
UsedSheet, nRow, 20
    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject4, RequestItem4,
UsedSheet, nRow, 21
    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject5, RequestItem5,
UsedSheet, nRow, 22
    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject6, RequestItem6,
UsedSheet, nRow, 23
    RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject7, RequestItem7,
UsedSheet, nRow, 24

```

```

RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject8, RequestItem8,
UsedSheet, nRow, 25
RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject9, RequestItem9,
UsedSheet, nRow, 26
RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject10, RequestItem10,
UsedSheet, nRow, 27
RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject11, RequestItem11,
UsedSheet, nRow, 28
RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject12, RequestItem12,
UsedSheet, nRow, 29
RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject13, RequestItem13,
UsedSheet, nRow, 30
RequestItem ProjectPath, Dataset, RequestObject14, RequestItem14,
UsedSheet, nRow, 31

```

```

CheckAndInsertError

```

```

.Cells(20, 11) = nRow - .Cells(20, 9).Value + 1

```

```

nRow = nRow + 1

```

```

Do While .Cells(nRow, 13).Value <= 0

```

```

    nRow = nRow + 1

```

```

Loop

```

```

Loop

```

```

' .Cells(14, 10).Select
' Selection.Copy
' ActiveWindow.Panes(3).Activate
' Range(Cells(22, 6), Cells(nRow - 1, 6)).Select
' Selection.PasteSpecial Paste:=xlAll, Operation:=xlSubtract, SkipBlanks:= _
' False, Transpose:=False

```

```

Range(Cells(29, 18), Cells(nRow, 28)).Select

```

```

Selection.NumberFormat = "0.00"

```

```

' ActiveWindow.SmallScroll Down:=-1

```

```

Range("Y14").Select

```

```

' DisplayErrorMessages

```

```

End With

```

```

End Sub

```